Alfredo Dammert Lira
Raúl García Carpio

Economía de la energía

Alfredo Dammert Lira es ingeniero industrial por la UNI, máster en Ingeniería Química y PhD en Economía por la Universidad de Texas. Ha sido funcionario del Banco Mundial en Washington, presidente de OSINERGMIN y director de la Maestría en Regulación de Servicios Públicos de la PUCP. Actualmente es director de la Maestría en Regulación, Gestión y Economía Minera de dicha casa de estudios. Es miembro del Consejo Directivo de Ositran y presidente del Tribunal de Solución de Controversias de Osiptel. Es profesor en temas de regulación, energía y minería. Ha publicado *Economía minera, Regulación y supervisión del sector eléctrico*, *Teoría de la regulación*, *A World Copper Model*, *Los Jones quieren casa nueva* y *La economía mundial ¿hacia dónde vamos?*, así como diversos artículos económicos y obras de ficción.

Raúl García Carpio es economista con maestría en Regulación de Servicios Públicos por la PUCP. Actualmente lleva a cabo estudios doctorales en Economía en la misma casa de estudios. Está especializado en el análisis económico de la provisión de infraestructura y servicios públicos, con énfasis en el sector energético e infraestructura de transporte. Ha ocupado cargos de alta dirección en el MINEM, MTC y Osinergmin. Ha sido consultor en la empresa Macroconsult S.A. Cuenta con amplia experiencia docente en pregrado y posgrado en la PUCP, UNI, UPC, UNMSM, USMP y en los cursos de extensión universitaria de Osinergmin e Indecopi. Ha publicado sobre economía y regulación de la energía, tanto en libros como en revistas especializadas.

Economía de la energía

Alfredo Dammert Lira
Raúl García Carpio

ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

FONDO EDITORIAL
PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

BIBLIOTECA NACIONAL DEL PERÚ
Centro Bibliográfico Nacional

333.79
D22

Dammert Lira, Alfredo, 1944-
Economía de la energía / Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio.-- 1a ed.-- Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial, 2017 (Lima: Tarea Asociación Gráfica Educativa).
424 p.: il., diagrs., mapas; 21 cm.

Glosario: p. 393-400.
Bibliografía: p. 401-424.

D.L. 2017-15044
ISBN 978-612-317-305-0

1. Recursos energéticos - Ensayos, conferencias, etc. 2. Industria energética 3. Consumo de energía 4. Política energética I. García Carpio, Raúl, 1975- II. Pontificia Universidad Católica del Perú III. Título

BNP: 2017-2862

Economía de la energía
© Alfredo Dammert Lira y Raúl García Carpio, 2017

© Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial, 2017
Av. Universitaria 1801, Lima 32, Perú
feditor@pucp.edu.pe
www.fondoeditorial.pucp.edu.pe

Diseño, diagramación, corrección de estilo
y cuidado de la edición: Fondo Editorial PUCP

Primera edición: noviembre de 2017
Tiraje: 500 ejemplares

Prohibida la reproducción de este libro por cualquier medio,
total o parcialmente, sin permiso expreso de los editores.

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú Nº 2017-15044
ISBN: 978-612-317-305-0
Registro del Proyecto Editorial: 31501361701188

Impreso en Tarea Asociación Gráfica Educativa
Pasaje María Auxiliadora 156, Lima 5, Perú

Índice

Lista de Abreviaturas 23

Prefacio 25

Capítulo 1. Introducción a la energía

1.1 Importancia de la energía 29

1.2 Conceptos físicos 30
1.2.1 Relación entre materia y energía 30
1.2.2 Medición de la energía 31

1.3 La matriz energética 32

1.4 Tipos de fuentes de energía 34

1.5 Usos de la energía 36

1.6 Evolución de las fuentes de energía 42

1.7 Situación actual del acceso a la energía 44

1.8 Resumen 46

Capítulo 2. El consumo total de energía

2.1 Generalidades 47

2.2 Indicadores del consumo de energía 48
2.2.1 Crecimiento del consumo de energía 48
2.2.2 Elasticidad de la demanda 49
2.2.3 Intensidad en el consumo de energía 50

2.3 Análisis de factores en el consumo de energía 51
2.3.1 Análisis del cambio en el consumo total de energía 51
2.4 Análisis de la demanda de energía utilizando métodos econométricos 56
2.5 Proyección de la demanda de energía 59
2.5.1 Proyecciones por medio de indicadores 59
2.5.2 Análisis de tendencia 60
2.5.3 Encuestas 60
2.5.4 Métodos econométricos 61
2.5.5 Proyecciones considerando usos finales 61

Capítulo 3. La energía para uso residencial y comercial

3.1 Usos residenciales de la energía 63
3.2 Consumo de energía 65
3.3 Participación por fuente de energía en el uso doméstico 67
3.4 Sustituibilidad de las fuentes de energía para uso doméstico 70
3.5 El consumo de energía en el sector doméstico/comercial en el Perú 70
3.6 Políticas para el uso de energía en el sector doméstico/comercial 72

Capítulo 4. La energía en el sector transporte

4.1 Desarrollo de la energía en el sector transporte 75
4.2 Consumo de energía en el transporte 76
4.3 Transporte en vehículos ligeros 80
4.3.1 Proyecciones hasta 2050 82
4.3.2 Mejoras en la eficiencia del uso de combustibles en el transporte de vehículos ligeros 84
4.4 Transporte ferroviario y de camiones de carga 87
4.4.1 Políticas para la mejora de eficiencia energética en el transporte de carga 89
4.5 Transporte aéreo 92
4.5.1 Medidas para la reducción en el consumo de energía 92
4.6 Transporte marítimo 93
4.7 Políticas para mejorar el consumo de energía en el transporte 93

Capítulo 5. La energía para uso industrial

5.1 Usos principales de la energía en la industria según aplicaciones 95

5.2 Generalidades 96

5.3 Eficiencia energética y sustitución de la energía en la industria 100

5.4 Energía en la industria 102

5.4.1 Evaluación y acciones integrales para mejorar la eficiencia energética en industria y minería 102

5.4.2 Metodología para mejorar la eficiencia energética 102

5.4.3 Principales equipos relacionados con la producción y consumo de energía 104

5.4.4 Estudios de casos 104

5.5 Conclusiones 108

Capítulo 6. El mercado del petróleo

Generalidades 111

6.1 ¿Qué es el petróleo? Los hidrocarburos 111

6.2 La cadena del petróleo 113

6.3 Evolución del mercado de petróleo 114

6.3.1 Los inicios: la demanda en electricidad y transporte 117

6.3.2 El impacto de la electricidad y el transporte en la industria del petróleo (1870-1910) 119

6.3.3 El comienzo de una nueva era: disolución de monopolios en EE.UU., nacimiento de la industria del petróleo en el Medio Oriente y desarrollo tecnológico (1910-1927) 119

6.3.4 El Desarrollo de Nuevas Fuentes Mundiales de Petróleo desde 1920 123

6.3.5 Los cambios después de la Segunda Guerra Mundial (1944-1950) 124

6.3.6 Los desafíos políticos en la década de 1950 125

6.3.7 La creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) 127

6.3.8 La ruptura del orden establecido (1967-1979) 131

6.3.9 La sobreoferta de petróleo de la década de 1980 134

6.3.10 La nueva era del petróleo: las décadas de 1990 y de 2000 135

6.3.11 El futuro 137

Capítulo 7. Economía de las actividades de hidrocarburos

7.1 Características económicas del subsector hidrocarburos 139

7.2 Reservas y recursos 140
7.2.1 Reservas 141
7.2.2 Recursos 142

7.3 La Exploración de petróleo: diversificación de riesgos y toma de decisiones 144

7.4 La explotación del petróleo: la economía de la producción 153

7.5 Marcadores referenciales internacionales 159
7.5.1 Los mecanismos de estabilización de los precios del combustible 160

7.6 El transporte del petróleo 162

7.7 La refinación del petróleo 164
7.7.1 Los productos de refinación 164
7.7.2 El proceso de refinación 167
7.7.3 Los costos de refinación 170

7.8 La Comercialización Minorista de Hidrocarburos 179

Capítulo 8. Gas natural

8.1 Características del gas natural 183

8.2 El proceso de abastecimiento y cadena del negocio 186
8.2.1 Exploración 186
8.2.2 Explotación de yacimientos 186
8.2.3 Transporte y distribución 187

8.3 Los mercados del gas natural 191

8.4 El precio del gas natural 195

8.5 Mecanismos de comercialización 197
8.5.1 Contratos de gas natural 197

8.6 Modalidades de competencia en la industria 198

8.7 Evolución de la industria del gas natural en Estados Unidos 201

8.8 El mercado del gas natural en Europa 205
8.9 La industria del gas natural en Asia 207
8.10 La industria del gas natural en el Perú 207
8.10.1 Diseño del proyecto Camisea 208
8.11 Perspectivas futuras 211

Capítulo 9. Carbón

9.1 Introducción 213
9.2 Características del carbón 214
9.2.1 Clasificación y análisis del carbón 215
9.2.2 El carbón de coque 218
9.3 Producción del carbón 218
9.3.1 Exploración y análisis de factibilidad 218
9.3.2 Minado 219
9.3.3 Procesamiento 221
9.3.4 Costos de minado y procesamiento del carbón 222
9.4 Usos del carbón 223
9.4.1 Carbón para la producción de energía 224
9.4.2 Producción de electricidad 226
9.4.3 Producción de acero 227
9.5 Producción y consumo de carbón 228
9.6 El mercado del carbón y la formación de precios 231
9.6.1 La industria del carbón en EE.UU. 235
9.7 Perspectivas 237

Capítulo 10. El agua para la producción de electricidad

10.1 Los ríos y sus usos 241
10.2 La generación hidroeléctrica 243
10.3 Costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos 247
10.4 Producción hidroeléctrica a nivel mundial 249
10.5 Conclusiones 251

Capítulo 11. La energía nuclear

11.1 Introducción 253

11.2 Tipos de energía nuclear 255
11.2.1 Fisión nuclear 255
11.2.2 Fusión nuclear 257

11.3 Usos de la energía nuclear 258

11.4 Generación de electricidad por fisión nuclear 259
11.4.1 Componentes de una central eléctrica de fisión nuclear 259
11.4.2 Diseño de las centrales nucleares 261
11.4.3 Funcionamiento del reactor 263

11.5 Centrales nucleares existentes 263

11.6 Minería y procesamiento del uranio 265

11.7 Economía de la energía nuclear 269
11.7.1 Seguridad de las centrales nucleares 271

11.8 El futuro de la energía nuclear 271

Capítulo 12. Electricidad

12.1 Aspectos esenciales de la industria eléctrica 273
12.1.1 Usos de la electricidad 273

12.2 Fórmulas en electricidad 274

12.3 Actividades involucradas en la provisión de electricidad 275

12.4 Generación eléctrica 277
12.4.1 Aspectos técnicos 277
12.4.2 Aspectos económicos 281

12.5 La transmisión de electricidad 290
12.5.1 Límites físicos de la transmisión 292
12.5.2 Congestión e inversiones en las líneas de transmisión 292

12.6 Economía de la distribución de electricidad 308
12.6.1 Costos de distribución 309

12.7 Organización moderna del sector 318
12.7.1 Consideraciones generales 318
12.7.2 El operador del sistema 318
12.7.3 Modelos de organización del sector eléctrico 320

12.7.4 Monopolio verticalmente integrado 321
12.7.5 Comprador único 322
12.7.6 Sistema con competencia mayorista 324
12.7.7 Sistema con competencia minorista 327
12.7.8 ¿Cómo asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico? El modelo de diseño estándar de la FERC 329
12.8 Aspectos medioambientales 330
12.8.1 Impacto en el medio ambiente 330
12.9 Comentarios finales 331

Capítulo 13. Las nuevas tecnologías

13.1 Impacto del desarrollo tecnológico 335
13.2 Sistemas energéticos 336
13.3 Mejoras en la generación de electricidad a partir de carbón 337
13.4 Captura y almacenamiento de carbón (*carbon capture and storage* o CCS) 338
13.5 Nuevas fuentes de gas natural 339
13.6 Los biocombustibles 341
13.7 El futuro de la energía nuclear 343
13.8 El rol de las energías renovables no convencionales en la generación de electricidad 345
13.8.1 Hidrógeno 349
13.9 Almacenamiento de energía 352
13.10 Las redes inteligentes 353
13.10.1 Operaciones en desarrollo 356
13.11 Ciudades sostenibles 357
13.12 Los vehículos eléctricos 360
13.13 Un modelo de desarrollo tecnológico en el sector energético 361
13.13.1 Utilización de las curvas de performance para el sector energía 362
13.13.2 Renovables versus no renovables 365
13.14 Comentarios 366

Capítulo 14. Política energética

14.1 Necesidad de una política energética 369
14.1.1 Demanda de energía y actividad económica 370
14.1.2 Escenarios energéticos 371
14.1.3 Consideraciones sociales y ambientales 372
14.1.4 Equidad 373

14.2 La prospectiva energética 373
14.2.1 Modelos de tendencia histórica 374
14.2.2 Modelos de dinámica de sistemas 375
14.2.3 Métodos de escenarios 378

14.3 Contenido de un plan energético 380
14.3.1 Objetivos del plan energético 381
14.3.2 Escenarios alternativos 381
14.3.3 Medidas de política energética 382
14.3.4 Cronograma de implementación y seguimiento 383
14.3.5 Instrumentos para evaluar medidas de política energética 383

14.4 Un ejemplo de política energética: perspectivas tecnológicas de la energía de la Agencia Internacional de Energía (IEA) 386
14.4.1 Comentarios a los tres escenarios 389
14.4.2 Tecnologías requeridas para alcanzar el escenario 2DS 391
14.4.3 Políticas necesarias para alcanzar el escenario 2DS 392

14.5 Comentarios finales 392

Glosario de términos 393

Referencias 401

Lista de cuadros y gráficos

Cuadros

Cuadro 1.1. Factores de conversión de medidas de energía 32
Cuadro 1.2. Consumo de energía mundial por tipo de uso 39
Cuadro 1.3. Número de personas sin acceso a electricidad que se apoyan en el uso tradicional de biomasa (millones), 2013 45
Cuadro 2.1. Variables económicas que determinan el consumo de energía 50
Cuadro 2.2. Información requerida 53
Cuadro 2.3. Intensidad de energía y participación del PBI 54
Cuadro 2.4. Resultados del análisis de descomposición 55
Cuadro 3.1. Combustible más frecuente que utilizan los hogares para cocinar sus alimentos en el Perú (porcentaje del número de hogares) 71
Cuadro 3.2. Cuadros de precios de uso de diferentes combustibles para el caso peruano 71
Cuadro 4.1. Producción de autos a nivel mundial, 2013 (en millones) 81
Cuadro 4.2. Evolución futura del consumo energético del sector ransporte 83
Cuadro 4.3. Ahorro de combustibles y sus costos 86
Cuadro 5.1. Consumo mundial de energía en el sector industrial 2010-2040 97
Cuadro 5.2. Principales sectores industriales 99
Cuadro 5.3. Usos de la energía en los países de mayor consumo (2004), en exajoules (1 EJ = 1018 J) 99

Cuadro 5.4. Resultados del diagnóstico a la planta de productos químicos 105
Cuadro 5.5. Balance de materiales y energía 105
Cuadro 5.6. Estudio de la eficiencia energética y opciones de mejora 106
Cuadro 6.1. Hidrocarburos según su clasificación 112
Cuadro 6.2. Demanda de petróleo crudo de los principales países por región, 1960-2013 128
Cuadro 6.3. Oferta de petróleo crudo de los principales países por región, 1960-2013 129
Cuadro 6.4. Exportaciones de petróleo crudo por región y países de la OPEP, 1960-2013 130
Cuadro 7.1. Ejemplo del análisis de flujo de fondos descontado (en miles de soles) 146
Cuadro 7.2. Comparación de rentabilidad y riesgo 149
Cuadro 7.3. Efectos de la diferenciación sobre el riesgo de la inversión 150
Cuadro 7.4. Costos promedio de la producción petrolera. Promedio (2000-2003) 156
Cuadro 7.5. Estructura de costos (estimados para Sudamérica 2000) 156
Cuadro 7.6. Ejemplo numérico de franja competitiva y franja dominante en el caso del mercado mundial de petróleo 158
Cuadro 7.7. Productos de destilación del petróleo crudo y sus usos 165
Cuadro 7.8. Resumen del problema de la refinería 176
Cuadro 7.9. Combinación óptima de insumos 177
Cuadro 8.1. Evolución de las diez principales reservas de gas natural 191
Cuadro 8.2. Evolución de la producción y consumo del gas natural en el mundo (en Mtep) 193
Cuadro 8.3. El valor en cinco años de invertir US$ 4 a diversas tasas de interés 196
Cuadro 8.4. Estructura de la industria de gas natural en Estados Unidos a inicios del año 2000 203
Cuadro 9.1. El valor calorífico de diversos tipos de carbón 215
Cuadro 9.2. Clasificación de diferentes tipos de carbón 216
Cuadro 9.3. Composición química del carbón de diferentes edades geológicas 216

Cuadro 9.4. Clasificación del carbón según su contenido energético 217
Cuadro 9.5. Uso final de la OCDE por tipo de carbón, 2010 224
Cuadro 9.6. Consumo, producción y comercio exterior de carbón, 2011 (en millones de toneladas cortas) 230
Cuadro 9.7. Producción, transporte y costo total a puertos europeos-1986 232
Cuadro 9.8. Costo CIF del carbón a diferentes países (US$ por tonelada) 233
Cuadro 9.9. Comercio internacional del carbón 2010-2011 234
Cuadro 10.1. Proyectos hidroeléctricos entre 1990 y 2000 248
Cuadro 10.2. Hidroeléctricas-capacidad y producción mundial (2008) 249
Cuadro 11.1. Centrales nucleares en el mundo, a diciembre de 2012 264
Cuadro 11.2. Proceso de transformación del uranio 267
Cuadro 11.3. Reservas de uranio en el mundo según costo de extracción 269
Cuadro 12.1. Datos de costos por tecnología-ejemplo 286
Cuadro 12.2. Composición de un parque generador óptimo-ejemplo 287
Cuadro 12.3. Ejemplo de costos de transmisión 305
Cuadro 12.4. Emisiones de gases de efecto invernadero expresadas en CO_2 330
Cuadro 13.1. Reservas recuperables del gas natural por tipo y región (tmc) 340
Cuadro 13.2. Tecnologías *smart grid* o redes inteligentes 355
Cuadro 14.1. Símbolos utilizados en los modelos de dinámica de sistemas 376
Cuadro 14.2. Elementos de los escenarios energéticos 379
Cuadro 14.3. Matriz insumo producto 384

Gráficos

Gráfico 1.1. Tasas de crecimiento mundiales 30
Gráfico 1.2. Matriz energética mundial, 2012 33
Gráfico 1.3. Fuentes de energía y usos 35
Gráfico 1.4. Pérdidas finales en el uso de la energía 35
Gráfico 1.5. Consumo de energía por tipo de usuario final 2002-2015 36
Gráfico 1.6. Consumo de energía primaria de los principales países, 2000-2013 37

Gráfico 1.7. Consumo de energía primaria de países latinoamericanos, 2000-2013 38
Gráfico 1.8. Consumo de energía en el sector residencial 40
Gráfico 1.9. Consumo de energía en el sector comercial 41
Gráfico 1.10. Consumo de energía en el sector industrial 41
Gráfico 1.11. Consumo de energía en el sector transporte 42
Gráfico 1.12. Participación de las fuentes de energía en el consumo mundial de energía primaria (en Mtep) 43
Gráfico 1.13. Participación de las fuentes de energía a nivel mundial 44
Gráfico 3.1. Evolución del consumo de electricidad per cápita 1960-2008 64
Gráfico 3.2. Uso final de la energía en los hogares 65
Gráfico 3.3. Consumo residencial de energía por tipo de uso según clima, 2011 66
Gráfico 3.4. Consumo de energía en electrodomésticos 67
Gráfico 3.5. Participación de las fuentes de energía en el consumo doméstico 68
Gráfico 3.6. Fuentes de energía para uso doméstico 69
Gráfico 4.1. Consumo de energía en el sector transporte 77
Gráfico 4.2. Evolución del consumo de energía por tipo de transporte (1971-2009) 78
Gráfico 4.3. Consumo de energía en transporte por región 79
Gráfico 4.4. Stock de vehículos por región 79
Gráfico 4.5. Kilometraje, consumo y economía del combustible 82
Gráfico 4.7. Vehículos por cada 1000 habitantes en los mercados seleccionados 83
Gráfico 4.8. Relaciones y variables que afectan el uso de energía en el sector transporte 88
Gráfico 5.1. Consumo de energía de la no OCDE, sector industrial (cuatrillón de BTU, 2010-2040) 98
Gráfico 5.2. Evolución del consumo de energía en la OCDE y no OCDE, sector industrial (cuatrillón de BTU, 2010-2040) 98
Gráfico 6.1. La cadena del petróleo 113

Gráfico 6.2. Eventos geopolíticos y económicos que afectaron el precio del petróleo crudo, 1961-2013 (dólares por barril) 115
Gráfico 6.3. Demanda estimada de petróleo en los Estados Unidos, 1860-1945 123
Gráfico 6.4. Tasas de crecimiento anual del PBI en los principales países de la OECD, 1970-1980 134
Gráfico 7.1. Clasificación y categorización de los recursos y reservas de hidrocarburos 143
Gráfico 7.2. Distribución de valor actuales netos de un proyecto 148
Gráfico 7.3. Preparación de una cartera eficiente de inversiones 151
Gráfico 7.4. Árbol de decisiones de exploración y explotación de pozos de petróleo 152
Gráfico 7.5. Estructura de costos de la explotación de un yacimiento petrolero 154
Gráfico 7.6. Equilibrio en el mercado mundial con un cartel dominante 155
Gráfico 7.7. Evolución de los marcadores internacionales. Precio *spot* WTI-Brent, 1987-2014 160
Gráfico 7.8. Comparación de los distintos costos del transporte de hidrocarburos 164
Gráfico 7.9. Esquema de una refinería 168
Gráfico 7.10. Isocuantas de producción de derivados a lo Leontief 173
Gráfico 7.11. Restricciones en el uso de insumos de la refinería 175
Gráfico 7.12. Incremento de precios del monopolista hipotético. Mercados delimitados por tiempo de desplazamiento (%) 181
Gráfico 8.1. Fuentes de energía en competencia con el gas natural 185
Gráfico 8.2. Mercados relevantes para el gas natural 185
Gráfico 8.3. Proceso de abastecimiento del gas natural 188
Gráfico 8.4. Proceso de transporte de gas natural licuado 190
Gráfico 8.5. Distribución de reservas de gas natural en 1993, 2003 y 2013 192
Gráfico 8.6 Ratios de reserva-producción (R/P) 192
Gráfico 8.7. Principales flujos comerciales del gas natural en el mundo 2013 (billones de m^3) 194

Gráfico 8.8. Principales mercados regionales del gas natural 195
Gráfico 8.9. Dimensiones de la competencia en una red simple 199
Gráfico 8.10. Competencia en una red «compleja» 200
Gráfico 8.11. Dimensiones de la red interestatal de ductos en Estados Unidos 203
Gráfico 8.12. Incremento de la volatilidad de precios mayoristas 204
Gráfico 8.13. Incremento del consumo de gas natural en la generación eléctrica en Estados Unidos 205
Gráfico 8.14. Red de ductos de gas natural del proyecto Camisea 209
Gráfico 8.15. La actividad de producción de gas natural en Camisea 209
Gráfico 9.1. Método de *longwall mining* 220
Gráfico 9.2. Método de *room and pillar* 221
Gráfico 9.3. Conversión de carbón a electricidad 226
Gráfico 9.4. Evolución de la producción del carbón por regiones, 1988-2013 228
Gráfico 9.5. Evolución del consumo del carbón por regiones, 1988-2013 229
Gráfico 9.6. Evolución de los precios del carbón 1987-2013 235
Gráfico 9.7. Consumo del carbón de la no-OCDE por región, 1980, 2010, 2020 y 2040 (cuatrillones de BTU) 238
Gráfico 10.1. Central hidroeléctrica 243
Gráfico 10.2. Componentes de una Central Hidroeléctrica 244
Gráfico 10.3. Ejemplo de una función simple de daños 246
Gráfico 10.4. Función simple de daños con emisiones de agua 247
Gráfico 11.1. Esquema del proceso de fisión nuclear 256
Gráfico 11.2. Esquema de una central nuclear 262
Gráfico 11.3. Distribución de los recursos razonablemente asegurados (RAR) de uranio en el mundo 268
Gráfico 11.4. Distribución de la producción de uranio en el mundo, diciembre del 2014 (miles de toneladas) 270
Gráfico 12.1. Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad 276
Gráfico 12.2. Representación esquemática del proceso de suministro de electricidad 277

Gráfico 12.3. Generador eléctrico 278
Gráfico 12.4. Costo nivelado de generación eléctrica según tipo de central 281
Gráfico 12.5. Curva de carga y curva de duración de la demanda 282
Gráfico 12.6. Minimización de costos en generación eléctrica 285
Gráfico 12.7. Costos de transmisión por km y nivel de tensión 291
Gráfico 12.8. Ejemplo de análisis de transmitir electricidad entre dos localidades 293
Gráfico 12.9. Comparación de costos marginales entre zonas con igual reparto de la producción 293
Gráfico 12.10. Obtención de la capacidad de transmisión óptima 295
Gráfico 12.11. Incremento en confiabilidad versus costos de inversión 299
Gráfico 12.12. El costo de la transmisión 300
Gráfico 12.13. Ejemplo: incorporación de las pérdidas en los precios 302
Gráfico 12.14. Costo de distribución eléctrica según densidad de la zona 312
Gráfico 12.15. Monopolio verticalmente integrado 322
Gráfico 12.16. Modelo de comprador único 323
Gráfico 12.17. Modelo de competencia mayorista 324
Gráfico 12.18. Modelo de competencia minorista 328
Gráfico 13.1. Flujo global de energía en el mundo, 2009 336
Gráfico 13.2. Evolución de los tamaños y potencia de los aerogeneradores 346
Gráfico 13.3. Esquema simple de combustión de biomasa sólida para generación de energía eléctrica 348
Gráfico 13.4. Diseños de generación de hidrógeno y su transporte 350
Gráfico 13.5. Orientación de la Red eléctrica moderna-*smart grid* 354
Gráfico 13.6. Precio del modelo T entre 1909 y 1923 (promedio de lista en dólares de 1958) 362
Gráfico 13.7. Costo de capital vs. capacidad acumulada para tecnologías de generación eléctrica 363
Gráfico 13.8. Costo por GJ del gas natural y del carbón en EE.UU. (en 2006) 364
Gráfico 13.9. Comparación del costo de la electricidad (EE.UU.) y electricidad fotovoltaica 365

Gráfico 14.1. Escenarios de demanda mundial de energía primaria y actividad económica 372
Gráfico 14.2. Módulo de oferta 375
Gráfico 14.3. Uso de dinámica de sistemas para analizar las reservas de gas natural 376
Gráfico 14.4 Recreación del modelo de descubrimiento y producción del gas natural 377
Gráfico 14.5. Matriz energética mundial al 2030 382
Gráfico 14.6. El modelo Energy Technology Perspectives del IEA 387
Gráfico 14.7. Producción primaria total de energía -escenario 2DS 388
Gráfico 14.8 Emisión de CO_2 -los tres escenarios 389

Lista de Abreviaturas

APEC: Cooperación Asia Pacífico

MPA: Megapascales

BOOT: Build, Operate, Own and Transfer

MTEP: Mill. de Toneladas Equivalentes de Petróleo

BP: British Petroleum

MVA: Megavoltiamperio

BTUs: British Thermal Units

MW : Megawatts

CAPM: Capital Asset Pricing Model

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

CIF: Cost Insurance and Freight

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

DCF: Flujo de Fondos Descontado

OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (ahora OSINERGMIN, Perú)

DOE: Department of Energy

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Perú)

EJ: Exajoule

PBI : Producto Bruto Interno

FOB : Free On Board

PIIP: Petroleum Initially In Place

Gcal: Gigacaloría

PPM: Partes por Millón

GJ: Gigajoule

PPP: Poder de Paridad de Compra

GLP: Gas Licuado de Petróleo

PRMS: Petroleum Resources Management System

GNL: Gas Natural Licuado

ROR: Rate of Return

GWh: Giga Watts Hora

SMC: Simulación de Monte Carlo

IEA: International Energy Agency

TC: Tonelada Corta

ISO: Independent System Operator

TCM: Trillones de metros cúbicos

Ktoe: Kilotonne of oil equivalent

TJ: Tera Joule

kWh: Kilo Watts Hora

TWh: Tera Watt Hora

LRR: Low Rolling Resistence

VAN: Valor Actual Neto

MBTU: Mill. de BTUs

VANE: Valor Actual Neto Esperado

MMBPD: Millon de barriles de petróleo por día

WACC: Weighted Average Cost of Capital

MMPCD: Millones de pies cúbicos diarios

WTI: West Texas Intermediate

Prefacio

La energía es uno de los pilares más importantes de la sociedad industrial y está presente en todos los aspectos de nuestra vida. La luz eléctrica, que nos permite una vida doméstica mejor; el transporte motorizado, que reduce enormemente el tiempo de viaje; las diversas fuentes de energía, que son la base del desarrollo industrial, y los equipos médicos que ayudan a combatir las enfermedades y mejoran la calidad de vida de la gente son algunos ejemplos importantes de los beneficios de la energía.

A pesar de su innegable importancia, consideramos que existen pocos libros acerca de la energía, desde una visión global que considere los usos, las fuentes y la interrelación entre estos a partir de aspectos técnicos y económicos. Vale la pena mencionar el libro, *Energy Economics*, de Subhes Bhattacharyya (2011), que ofrece una excelente perspectiva del sector energía, desde un enfoque principalmente económico. También hay algunos otros libros de economía de la energía como *International Energy Markets* de Carol Dahl (2004), que cubre principalmente los mercados de los diversos tipos de energía y las políticas de precios.

Así pues, en *Economía de la energía*, los autores buscamos consolidar y complementar los contenidos de estas y otras publicaciones y ofrecer una versión en español, para cubrir las necesidades de profesionales relacionados con el sector energético, así como la de los estudiantes de diversas especialidades. En cuanto a su estructura, este libro está dividido en tres partes:

- Introducción a la energía y fuentes de demanda
- Economía de las fuentes de producción de energía
- Nuevas fuentes de energía y política energética

Asimismo, recoge —en parte— el material dictado por los autores, entre los años 2007 y 2014, en la Maestría en Regulación de Servicios Públicos de la Pontificia Universidad Católica del Perú, específicamente del curso de Economía de la Energía, así como del curso de extensión universitaria de Osinergmin y otras entidades. Agradecemos la colaboración de Alexander Huanca, Edison Chávez, Carlos Miranda, Carlos Renato Salazar y Magali Miranda, así como la excelente asistencia de Yovana Gutiérrez. Por último, también queremos agradecer al Fondo Editorial de la PUCP por confiar en esta publicación y ponerla de relieve; así como a Roberto Torres y a Sandra Arbulú, por su impecable apoyo en el diseño y edición, respectivamente.

Noviembre 2017

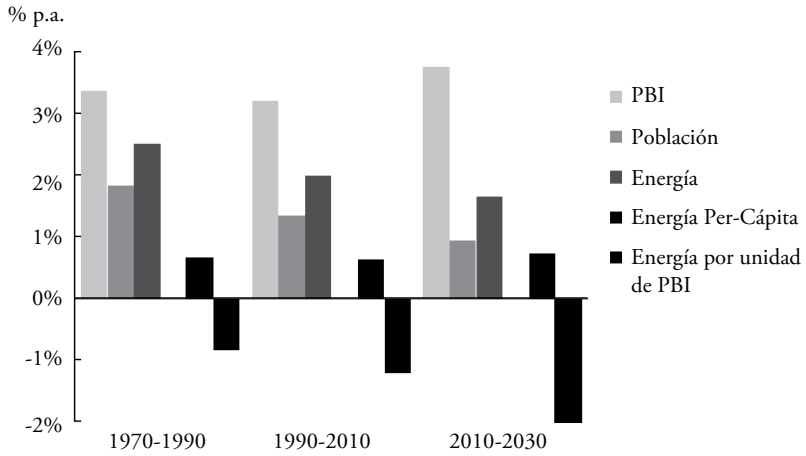
Parte I
Introducción a la energía y fuentes de demanda

Capítulo 1
Introducción a la energía

1.1 Importancia de la energía

El universo está compuesto por dos partes: energía y materia. El uso de la energía ha evolucionado con el desarrollo de la humanidad. En épocas prehistóricas la energía humana era requerida para realizar el esfuerzo de cazar animales y recolectar vegetales. Posteriormente, la humanidad descubrió el fuego para cocinar sus alimentos. En el transporte, inicialmente se utilizó la energía de los caballos y otros animales. Un gran salto se dio con la revolución industrial, en la cual los procesos se mecanizaron gracias a la invención del motor. Así pues, las formas de obtener energía se volvieron más sofisticadas y sus usos se diversificaron y, a partir de ello, se constituyeron las bases de nuestra civilización moderna. La ciencia y la técnica aportaron innovaciones que están permitiendo mejorar la calidad de vida al poner al alcance de la población no solo bienes de mejor calidad sino una mayor variedad: la luz eléctrica ha extendido el día útil, el transporte motorizado está reduciendo las distancias y los equipos médicos que utilizan diversas variedades de energía protegen a la población de las enfermedades y prolongan su vida.

Gráfico 1.1. Tasas de crecimiento mundiales



Fuente: British Petroleum (BP), 2012.

Dado que los beneficios de las nuevas formas de utilizar la energía requieren un mayor uso de esta, a la lo largo del tiempo la cantidad de energía utilizada por habitante (energía per cápita) ha ido en aumento (ver gráfico 1.1). Sin embargo, como se verá más adelante, las limitaciones en las fuentes convencionales de energía —como los ríos para la generación eléctrica—, los límites de las fuentes de energía no renovable —petróleo, gas y carbón— y el impacto al medio ambiente han llevado a que los ciudadanos y los hacedores de política se preocupen por el uso más eficiente de la energía, el desarrollo de tecnologías menos contaminantes y la selección de fuentes de energía con un menor impacto en el medio ambiente.

1.2 Conceptos físicos

1.2.1 Relación entre materia y energía

Para entender los diferentes procesos de generación de energía es preciso retomar algunos conceptos básicos como la relación entre la materia

y la energía. La materia es todo aquello que tiene masa y ocupa un lugar en el espacio; la energía se define como la capacidad de realizar un trabajo o transferir calor. Existen diversas manifestaciones de energía:

- Energía mecánica: por ejemplo, el movimiento producido por las hélices de un molino de viento
- Energía calórica: el calor o luz emitidos por un cuerpo
- Energía eléctrica: el movimiento de electrones
- Energía química: por ejemplo, la combustión

La cantidad de energía que se puede producir a través de la transformación de la materia (y viceversa) se puede establecer a través de la ecuación de Einstein (1905) que considera que el total de materia y energía en el universo es constante. Esta ecuación es:

$$E = mc^2 \tag{1.1}$$

Donde,
E: energía en joules
m: masa en kilogramos
c: velocidad de la luz (constante) en metros/segundo

1.2.2 Medición de la energía

La energía se mide como la cantidad de calor necesaria para realizar un trabajo determinado —por ejemplo, mover un cuerpo una distancia—. La medida de calor estándar es la caloría. Una caloría es la cantidad de energía necesaria para llevar un gramo de agua de 14, 5º a 15, 5º; esta cantidad equivale a 4,184 joules. En el sistema británico se utilizan, para el calor, los BTU o British Thermal Units y en electricidad, los watts/hora. En el cuadro 1.1 se presentan las conversiones entre las principales unidades de medición de la energía.

Cuadro 1.1. Factores de conversión de medidas de energía

A:	TJ	Gcal	Mtep	Mbtu	GWh
De:	Multiplicar por:				
TJ: terajoule	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal: gigacaloría	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtep: millones de toneladas equivalentes de petróleo	4.1868×10^{4}	10^{7}	1	3.968×10^{7}	11630
Mbtu: millones de BTU	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh: gigawatts hora	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

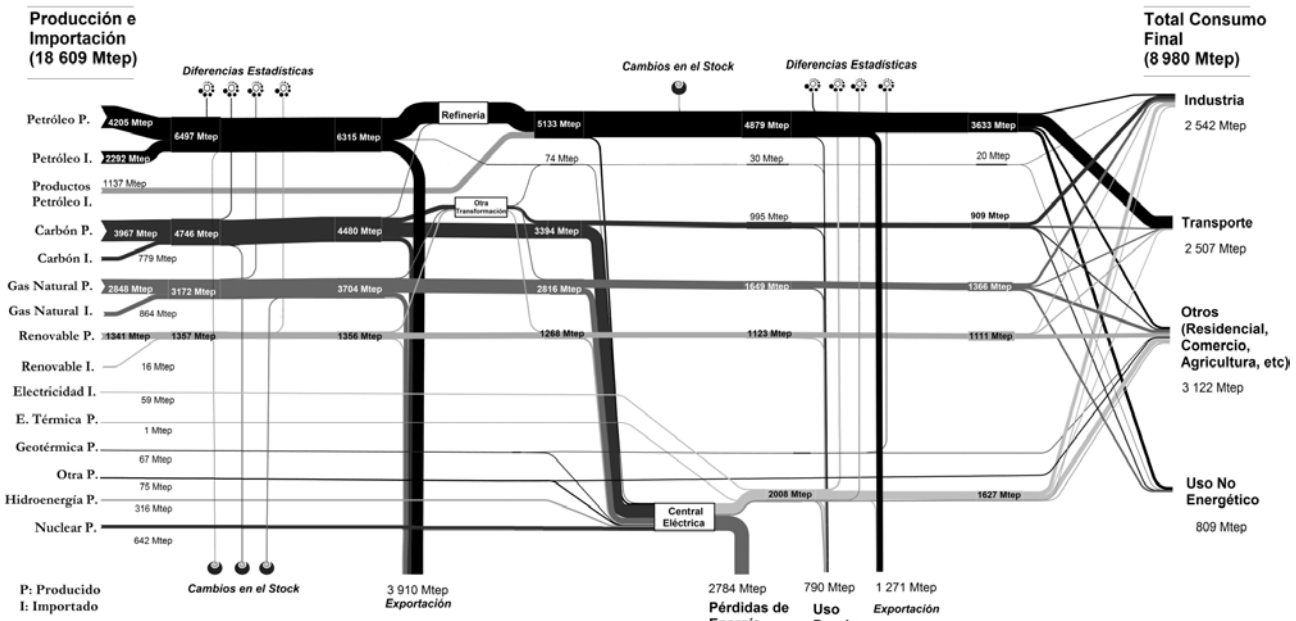
Fuente: IEA-International Energy Agency, 2013a.

1.3 La matriz energética

En la matriz energética se muestran los distintos usos y el consumo de cada una de las fuentes de energía antes mencionadas. Los principales sectores son: industrial, transporte, residencial, comercio y servicios públicos, agricultura, pesquería y usos no energéticos. La relación entre las fuentes de energía de las que se dispone y su uso por parte de los distintos sectores indica el grado de importancia respecto de cada fuente de energía. La matriz energética es útil para identificar por sectores económicos los niveles de consumo y sirven de herramienta para decisiones de política energética. En la matriz energética se incluyen los procesos de transformación, tales como la refinería y las pérdidas de energía asociada. Esta se puede representar mediante una tabla de doble entrada o también gráficamente como la presentada en el gráfico 1.2, donde se muestra la matriz energética mundial[1] para el año 2012.

[1] La matriz energética mundial del gráfico 1.2 fue elaborada con el programa e!Sankey, que permite la creación de diagramas de Sankey, o también llamados diagramas de flujo. Su utilidad consiste en facilitar la observación de las transferencias entre procesos y las contribuciones dominantes dentro del sistema.

Gráfico 1.2. Matriz energética mundial, 2012



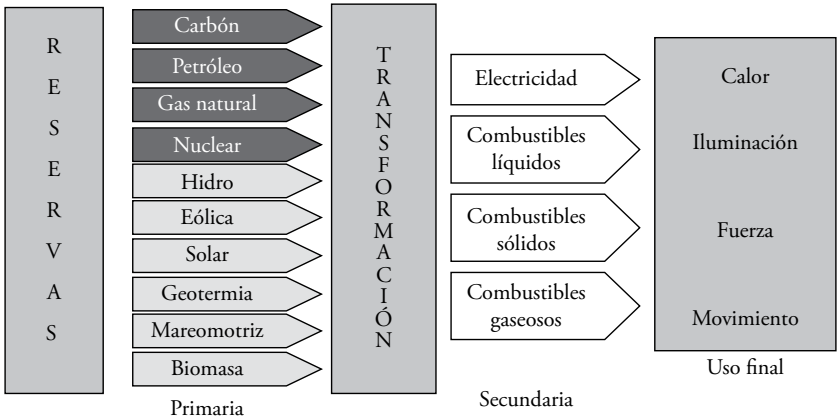
Nota: otra producción considera energía solar, eólica y marítima.
Fuente: basado en IEA-International Energy Agency.

1.4 Tipos de fuentes de energía

En el sector energético se debe distinguir entre energía primaria y secundaria. Se denomina energía primaria a los recursos naturales disponibles en forma directa o indirecta que no sufren ninguna modificación química o física para su uso energético. En esta categoría se incluyen los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), el uranio y las energías renovables (hidroeléctricas, viento, leña y otros). Por su parte, la energía secundaria es el conjunto de los productos energéticos disponibles en forma apta para su utilización final, que surgen como resultado del procesamiento de la energía primaria, ya sean líquidos, sólidos o gaseosos. Aquí algunos ejemplos: (a) del petróleo se producen diésel, gasolinas, gas licuado de petróleo, kerosene; y (b) de los hidrocarburos, del carbón, del uranio y de las energías renovables se produce la electricidad.

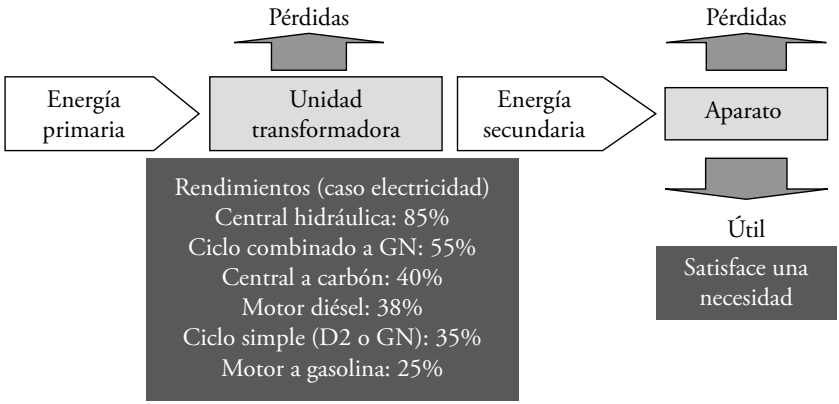
La energía secundaria proviene del tratamiento de la energía primaria en centros de transformación, ya sean plantas de refinación o plantas de fraccionamiento, o de plantas de generación eléctrica. Los usos finales de la energía incluyen la generación de calor, la iluminación y la generación de fuerza en distintos usos. En el gráfico 1.3 se muestran las principales fuentes de energía, tanto primarias como secundarias, y sus usos; en el gráfico 1.4 se muestra un diagrama del proceso de utilización de energía. Se aprecia la existencia de pérdidas de energía en diferentes etapas de los procesos y también se presenta información de los rendimientos de cada fuente de energía para el caso de la generación eléctrica.

Gráfico 1.3. Fuentes de energía y usos



Fuente: Espinoza, 2005.

Gráfico 1.4. Pérdidas finales en el uso de la energía

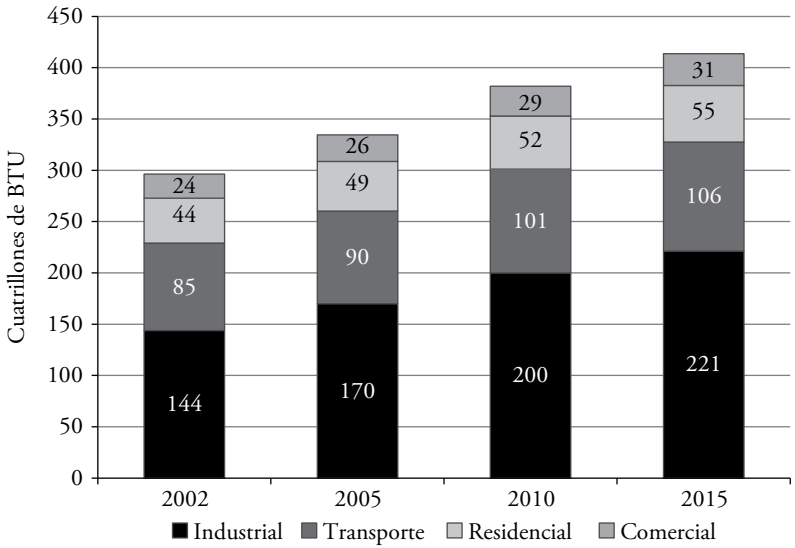


Fuente: Espinoza, 2005.

1.5 Usos de la energía

En el gráfico 1.5 se muestra el consumo de energía mundial por tipo de usuario final. La participación en el consumo total de energía entre 2000 y 2012 no ha variado significativamente y se ha mantenido constante, en alrededor de 51% para el sector industrial, 27% para el sector transporte y 22% para los sectores residencial y comercial.

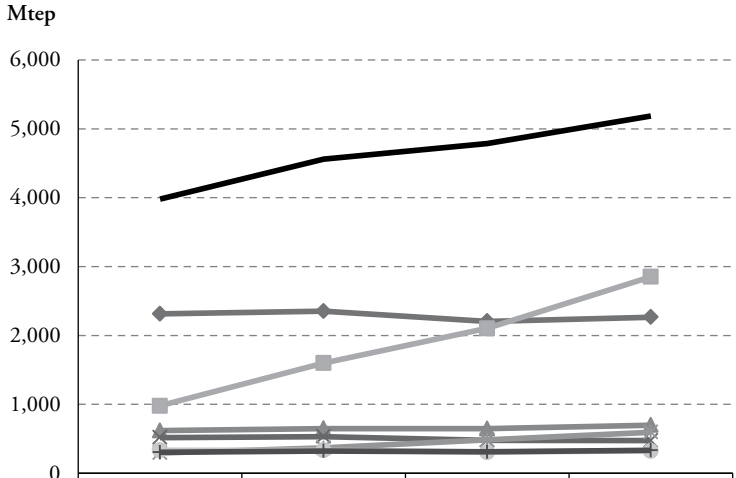
Gráfico 1.5. Consumo de energía por tipo de usuario final 2002-2015



Fuente: U.S EIA-U.S. Energy Information Administration, 2013.

El consumo de energía primaria de los principales países consumidores se muestra en el gráfico 1.6. Se aprecia que en 2013 China fue el principal consumidor de energía con 2852 Mtep. En orden de importancia, los otros principales consumidores son EE.UU., con 2265 Mtep; Rusia, con 699 Mtep; la India, con 595 Mtep; Alemania, con 325 Mtep y Canadá, con 332 Mtep. El resto del mundo representa un consumo total de energía de 5186 Mtep.

Gráfico 1.6. Consumo de energía primaria de los principales países, 2000-2013

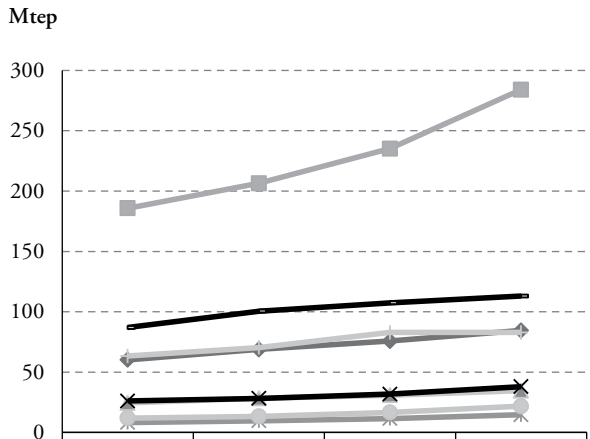


	2000	2005	2009	2013
EE.UU.	2,313.7	2,351.3	2,205.9	2,265.8
China	980.3	1,601.1	2,104.3	2,852.4
Rusia	619.4	648.0	647.8	699.0
Japón	518.0	531.4	477.5	474.0
India	295.8	366.8	483.8	595.0
Alemania	333.0	333.2	307.8	325.0
Canadá	303.0	324.1	311.5	332.0
Otros	3,978.9	4,558.5	4,787.3	5,186.3

Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

El gráfico 1.7 presenta la evolución del consumo de energía primaria en Latinoamérica y Centro América entre los años 2000 y 2013. En 2013, Brasil fue el primer consumidor de energía con 284 Mtep, equivalentes al 2,2% del consumo mundial y al 42% a nivel latinoamericano. En segundo lugar, estuvo Argentina con un consumo de 84.5 Mtep, equivalentes al 0,7% a nivel mundial y al 12,5% a nivel latinoamericano. En tercer lugar, estuvo Venezuela con un consumo de 82.9 Mtep, equivalentes al 0,6% a nivel mundial y al 12,3% a nivel latinoamericano. Por su parte, el Perú consumió 21.8 Mtep, equivalentes al 0,17% a nivel mundial y al 3,2% a nivel latinoamericano.

Gráfico 1.7. Consumo de energía primaria de países latinoamericanos, 2000-2013



	2000	2005	2009	2013
Argentina	60.2	68.8	75.8	84.5
Brazil	185.8	206.5	235.2	284.0
Chile	24.4	28.3	30.9	34.6
Colombia	26.1	28.2	31.8	38.0
Ecuador	8.3	9.7	11.5	14.7
Perú	11.9	13.4	16.6	21.8
Venezuela	63.3	70.4	82.9	82.9
Otros y Centro América	87.0	100.5	107.4	113.0

Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

A continuación, se muestran los diferentes tipos de energía consumidos por los diversos sectores: residencial, comercial, transporte, así como las actividades productivas, incluyendo industria, minería y agricultura (cuadro 1.2).

Cuadro 1.2. Consumo de energía mundial por tipo de uso

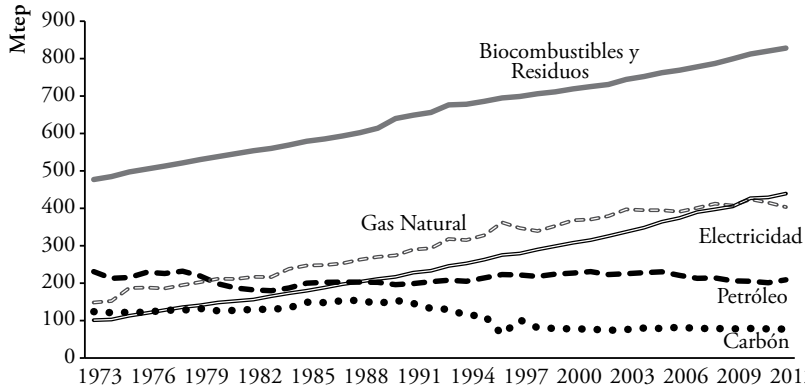
Participación en el consumo de energía por sector (%)								
	Residencial		Comercial		Industrial		Transporte	
	1973	2012	1973	2012	1973	2012	1973	2012
Petróleo	21,4	10,6	39,1	12,8	30,1	12,9	94,3	92,9
Carbón	11,5	3,9	21,7	4,2	24,3	30,2	3,0	0,1
Gas natural	13,7	20,5	19,0	25,5	24,0	20,7	1,7	3,6
Biocombustibles y residuos[2]	44,1	42,6	1,9	3,6	5,8	7,8	0,0	2,4
Electricidad	9,3	22,3	18,2	53,8	15,8	28,5	1,0	1,0

Fuente: IEA-International Energy Agency, 2013b.

Enseguida, se presenta gráficamente el consumo de energía por sector, medido en Mtep. El gráfico 1.8 muestra cómo los recursos de energía renovable, principalmente la biomasa tradicional, son una fracción importante del consumo doméstico. En países subdesarrollados este porcentaje llega a cerca del 80% debido a la falta de acceso a fuentes de energía modernas. Es preciso recordar que el gas natural y el petróleo jugaron un papel importante hasta fines de la década de 1970, a partir de lo cual el consumo de petróleo decayó y, en su lugar, el consumo de electricidad tuvo un crecimiento sostenido hasta ser igualmente significativo que el gas natural. Asimismo, el consumo del carbón ha dejado de ser significativo la década de 1990.

[2] Esta sección sigue las definiciones de la International Energy Agency. Para mayor detalle conceptual revisar el glosario de términos.

Gráfico 1.8. Consumo de energía en el sector residencial

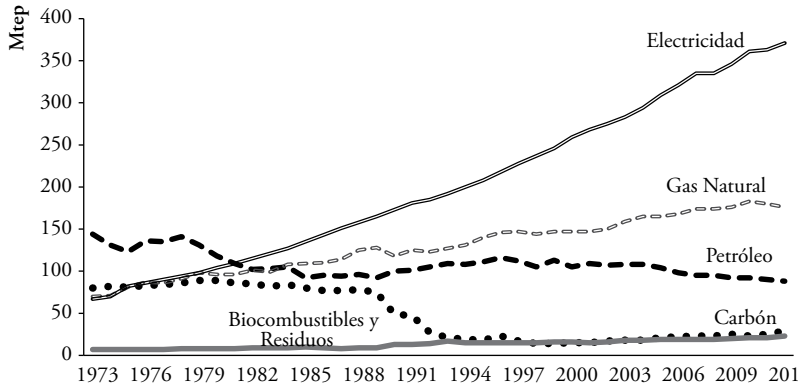


Fuente: IEA-International Energy Agency, 2013b.

En el gráfico 1.9 se puede apreciar que, a partir de la década de 1970, a medida que se abrían nuevos mercados y continuaba la inmigración de las zonas rurales a las zonas urbanas, el sector comercial empezó a utilizar considerablemente la electricidad, con lo que aumentó la proporción de su uso; entretanto, la utilización de las energías renovables no era significativa. Para inicios de la década de 1980, tanto el gas natural como el petróleo tuvieron una importancia similar en este sector, aunque con el tiempo, la prevalencia del petróleo descendió.

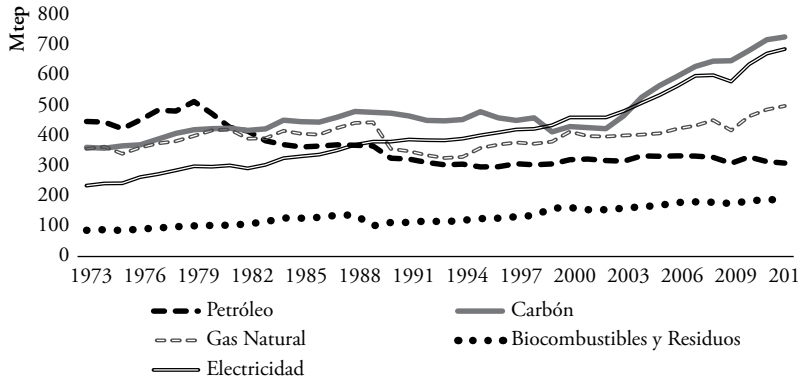
El gráfico 1.10 muestra que, desde la década de 1970, el sector industrial utilizaba en gran medida el gas natural y el petróleo, mientras que la electricidad, el carbón y las energías renovables todavía mantenían una menor participación. A partir de los años noventa, tanto la electricidad y el carbón pasaron a ser las principales fuentes de energía de este sector.

Gráfico 1.9. Consumo de energía en el sector comercial



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2013b.

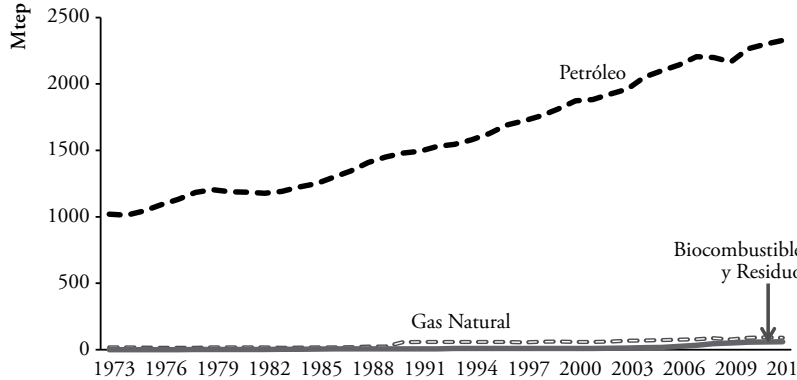
Gráfico 1.10. Consumo de energía en el sector industrial



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2013b.

En el gráfico 1.11 se muestra que el petróleo es el insumo predominante para abastecer al sector transporte, con una tendencia creciente hasta 2007 y una ligera caída a partir de dicho año. Es poco significativa la participación en este sector del gas natural y la energía renovable.

Gráfico 1.11. Consumo de energía en el sector transporte



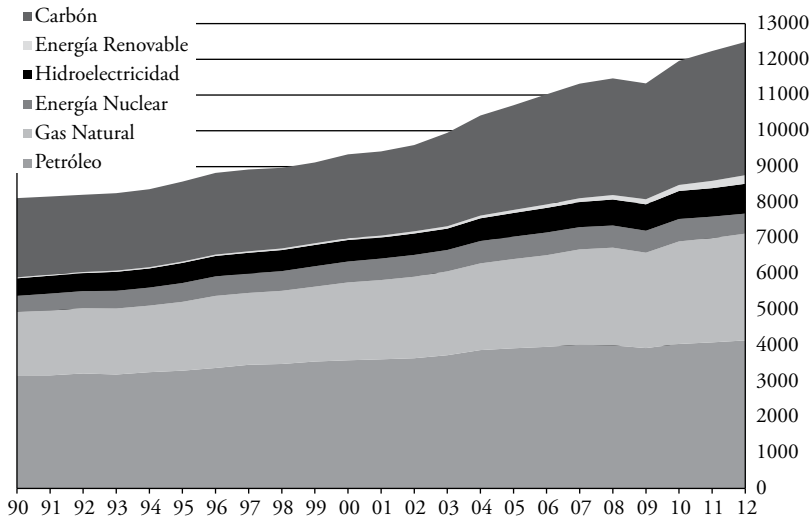
Fuente: IEA-International Energy Agency, 2013b.

1.6 Evolución de las fuentes de energía

En las últimas décadas, las principales fuentes de energía han sido el carbón, el gas natural y el petróleo, con una participación de 30%, 25% y 32% respectivamente entre 2010 y 2013.

- El aumento en la producción de carbón entre 1990 y 2012, de 3186 a 5541 Mtep, se debió principalmente al incremento del consumo en China e India en ese periodo. China pasó de consumir 762 Mtep de carbón en 1990 a 2824 Mtep de carbón en 2012, mientras que India pasó de consumir 148 Mtep en 1990 a 506 Mtep en 2012, siendo su uso principal destinado a la generación de electricidad, seguido por su consumo en la producción de acero. El consumo en la mayoría de los otros países se mantuvo estancado o disminuyó tanto por el aumento de los precios del carbón como por las políticas de control del uso del carbón para evitar el aumento de gases de CO_2 de efecto invernadero, pues el carbón es una de las fuentes más contaminantes a nivel mundial y local.

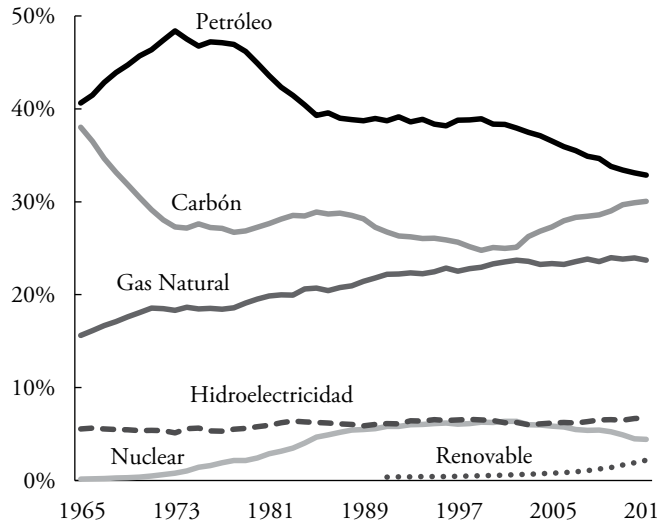
Gráfico 1.12. Participación de las fuentes de energía en el consumo mundial de energía primaria (en Mtep)



Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

- El aumento de la producción de gas natural entre 1990 y 2012 fue sustancial: pasó de 2040 Mtep en 1990 a 3432 Mtep en 2012. El principal incremento del consumo tuvo lugar en EE.UU., Asia y el Medio Oriente, tanto por su uso en generación eléctrica como por su empleo para generar calor en la industria. Otro uso importante en Medio Oriente es el destinado a la industria petroquímica.
- El crecimiento de la oferta de petróleo (hidrocarburos líquidos) fue también apreciable entre 1990 y 2012: pasó de 66.3 a 91.4 millones de barriles por día. Este crecimiento está relacionado con el aumento del consumo de petróleo en el transporte y la petroquímica que, a la fecha, representa las dos terceras partes del consumo, mientras que en otros usos se ha mantenido estable.

Gráfico 1.13. Participación de las fuentes de energía a nivel mundial



Fuente: BP-British Petroleum, 2014b.

A pesar de que la producción del petróleo sigue creciendo, su participación en la producción de energía a nivel mundial está disminuyendo. Sin embargo, el petróleo, el gas natural y el carbón siguen siendo las principales fuentes de energía a nivel mundial.

1.7 Situación actual del acceso a la energía[3]

De acuerdo a la International Energy Agency (2015a), en el año 2013 cerca de 1200 millones de personas, equivalente al 17% de la población mundial, no tenían acceso a la electricidad, y cerca de 2700 millones de personas no tenían servicios modernos de energía para cocinar sus alimentos (véase el cuadro 1.3). La mayor cantidad de esta población se ubicaba en África; principalmente en las zonas rurales, tanto en el caso

[3] Esta sección está basada en Vásquez, García, Quintanilla & Orosco (2012).

de la falta de acceso a electricidad (un 74%) como en el de los que no poseían servicios modernos de energía para cocinar (un 68%).

En los años recientes se ha llegado a un consenso sobre la necesidad de garantizar el acceso a la energía a toda la población como un derecho universal (IEA 2010, 2011). La cumbre mundial de desarrollo sostenible reconoció como objetivo prioritario el acceso a la energía entre los objetivos WEHAB[4]. La ONU (2010) ha propuesto que para el año 2030 se garantice el acceso a la energía limpia a toda la población mundial. El rol de los estados es identificar los instrumentos más adecuados para lograr este objetivo, el cual se sustenta principalmente en los efectos que tiene el acceso a la energía en términos de reducir la desigualdad e incrementar el desarrollo de las capacidades humanas de los ciudadanos.

Cuadro 1.3. Número de personas sin acceso a electricidad que se apoyan en el uso tradicional de biomasa (millones), 2013

Región	Número de personas sin acceso a electricidad	Número de personas que dependen de la utilización tradicional de la biomasa para cocinar
África	**635**	**754**
Nigeria	96	122
Sudáfrica	8	6
Otros de África Subsahariana	108	121
Norte de África	1	1
Asia en desarrollo	**526**	**1895**
India	237	841
Indonesia	49	98
Pakistán	50	105
América Latina	**22**	**65**
Medio Oriente	**17**	**8**
Economías en Transición & OECD	**1**	-
Mundo	**1201**	**2722**

Fuente: IEA-International Energy Agency, 2015a.

[4] Por sus siglas en inglés Water, Energy, Health, Agriculture, Biodiversity.

1.8 Resumen

1. El universo está formado por dos componentes: materia y energía. La materia se puede transformar en energía y viceversa, mediante la ecuación de Einstein de conversión de masa en energía.
2. Los principales países consumidores de energía son: China, EE.UU., Rusia, Japón, India, Alemania y Canadá, que en 2013 representaron el 59% del consumo mundial.
3. Las principales fuentes de energía son: carbón (29%), petróleo (31%) y gas natural (21%), que en conjunto representan el 81% de la producción primaria de energía.
4. Las principales fuentes de consumo por sector son: sectores residencial y comercial-electricidad y gas natural; sector industrial-petróleo y gas natural; y sector transporte-petróleo.
5. El carbón, el petróleo y el gas natural tuvieron un crecimiento apreciable en las últimas décadas. Sin embargo, el crecimiento del consumo del carbón se debió, casi en su totalidad, al consumo en China e India, pues los otros países restringieron su uso como resultado de sus políticas medioambientales; también influyó su mayor costo.
6. La matriz energética al identificar los principales flujos entre fuentes y usos de energía es una herramienta importante para el desarrollo e implementación de medidas de política energética.
7. Garantizar el acceso a la energía, sobre todo en África y áreas rurales del Asia, constituye una preocupación importante a nivel internacional.

Capítulo 2
El consumo total de energía

2.1 Generalidades

El consumo de energía está destinado a su uso en maquinarias y equipos que brinden diferentes servicios como alumbrado en los hogares, trabajo y entretenimiento, transporte y procesos industriales (en minería, industria, agricultura, etcétera).

En este sentido, la demanda de energía es derivada, pues la decisión de consumir energía depende del nivel de desarrollo y de la actividad económica, incluyendo el grado de industrialización de un país. Por otra parte, la decisión de consumir un cierto tipo de energía (electricidad, hidrocarburos, carbón, energía limpia, etcétera) y de cambiar el uso de un tipo de energía al otro depende del precio de cada tipo de energía, infraestructura, calidad del servicio y costo de cambiar de un tipo de energía a otro (cuando hay que cambiar el equipo, por ejemplo, de una cocina eléctrica a una de gas).

2.2 Indicadores del consumo de energía

2.2.1 Crecimiento del consumo de energía

Un indicador simple respecto al consumo de energía es el crecimiento anual. Para ello se puede utilizar el crecimiento de un año respecto al otro según la siguiente fórmula:

$$a = \frac{E_{t+1} - E_t}{E_t} \tag{2.1}$$

Donde,
a es el crecimiento en un año
E_t es el consumo de energía en el año t

Ejemplo: si el consumo mundial de energía en 2012 es de 14 000 Mtoe (*millions tons of oil equivalent* o millones de toneladas equivalentes de petróleo) y en 2011, de 13 500 Mtoe, ¿cuál fue el crecimiento del consumo mundial de energía entre 2011 y 2012?

Respuesta:

$$\frac{14\,000 - 13\,500}{13\,500} = 3,7\% \tag{2.2}$$

Si se quiere calcular la tasa de crecimiento en un periodo de varios años se puede utilizar la formula exponencial:

$$E_{T1} = E_{T0}(1 + a_g)^{T1-T0} \tag{2.3}$$

Donde,
E_{T1} es el consumo de energía en el tiempo T_1
E_{T0} es el consumo de energía en el tiempo T_0
a_g es la tasa anual crecimiento

Ejemplo: si el consumo mundial de energía en 2002 fue de 8500 Mtep y en 2012, de 14 000 Mtep, calcular la tasa de crecimiento anual del consumo de energía entre 2002 y 2012.

Respuesta:

$$14\,000 = 8500(1+a_g)^{2012-2002} \tag{2.4}$$

$$(1+a_g)^{10} = \frac{14\,000}{8500} = 1.65 \tag{2.5}$$

$$(1+a_g) = 1.65^{1/10} = 1.051 \tag{2.6}$$

Donde, $a_g = 5{,}1\%$

2.2.2 Elasticidad de la demanda

La elasticidad de la demanda mide cuánto crece el consumo si se incrementa la variable de actividad en 1%. Por ejemplo, se puede querer conocer cuánto crece el consumo de electricidad en un año cuando el producto interno bruto del país crece en 1%. La fórmula por emplear es:

$$e_t = \frac{\Delta EC_t / EC_{t-1}}{\Delta I_t / I_{t-1}} \tag{2.7}$$

Donde,
t es el periodo de medición
EC_t es el consumo de energía en el tiempo final
I_t es la actividad en el tiempo final
Δ es el cambio en la variable entre el periodo inicial $(t-1)$ y final (t)

Ejemplo: en el caso del Perú tenemos que el consumo de electricidad en 2012 fue de 33 648 GWh y en 2013, de 35 609 GWh. Por otro lado, el producto bruto interno en 2012 fue de 431 272 millones de soles y en 2013, de 456 222 millones de soles. ¿Se puede determinar la elasticidad de la demanda de electricidad entre 2012 y 2011 utilizando 2?2?

$$e_t = \frac{(35\,609 - 33\,648)/33\,648}{(456\,222 - 431\,272)/431\,272} = 1.0 \tag{2.8}$$

2.2.3 Intensidad en el consumo de energía

La intensidad de energía mide el requerimiento de energía por unidad económica. Esta última se refiere a un indicador económico como el producto bruto interno (PBI) y valor agregado (VA), y paridad de poder de compra (PPP), entre otros. El cuadro 2.1 muestra diversos indicadores económicos que se pueden utilizar para cada sector.

Cuadro 2.1. Variables económicas que determinan el consumo de energía

Sector	Variable económica determinante
Consumo total	PBI
Industria	VA industrial
Agricultura	VA agrícola
Comercial	VA comercial
Transporte	PBI
Sector doméstico	PBI o consumo privado

Fuente: Bhattacharyya, 2011.

La variable utilizada debe ser expresada en moneda constante. Un problema de estimar el uso de energías tradicionales, como por ejemplo la producida por leña, es que en gran parte este no se refleja en las estadísticas de consumo. Otro problema es la conversión de unidades entre tipos de energía, así como su eficiencia. Por ejemplo, el consumo y procedencia de electricidad se mide en kilowatts-hora (KWh) y el de gas natural, en millones de pies cúbicos o millones de BTU, mientras que el petróleo se mide en barriles por día. Una medida común de comparación son las toneladas equivalentes de petróleo (Ton Oil Equivalent-TOE). Sin embargo, para una comparación adecuada no basta con transformar el consumo o procedencia de energía a TOE, sino también se debe tener en cuenta la eficiencia de utilización de cada tecnología. Por ejemplo, la eficiencia en la utilización de carbón puede ser 40% de la utilización de petróleo. Otro ejemplo: la eficiencia de

utilización de gasolina en un vehículo puede ser 25%-35% mientras que la eficiencia de utilización de electricidad en un vehículo eléctrico puede ser cercana al 90%.

2.3 Análisis de factores en el consumo de energía[1]

Debido a que utilizar el nivel de actividad económica para expresar el consumo de energía puede no ser efectivo, los analistas recurren a un análisis más detallado, por ejemplo, al análisis de factores de las causas del consumo de energía. El método de factores incluye, normalmente, cambios en la actividad económica (nivel de actividad económica), cambios en eficiencia tecnológica a nivel sectorial (el efecto intensidad) y cambios en la estructura económica (el nivel estructural). El primero, nivel de actividad económica, refleja la influencia del nivel de actividad en el consumo. El cambio en eficiencia tecnológica muestra tanto la mejora de eficiencia como el cambio de tecnología, por ejemplo, de vehículos a gasolina por vehículos a gas natural. El cambio estructural denota cambios en la estructura económica de un país, por ejemplo, el cambio de actividad minera a actividades de tecnologías avanzadas en EE.UU.

2.3.1 Análisis del cambio en el consumo total de energía

El cambio en el consumo total de energía se puede estimar mediante una fórmula que incluye el nivel de actividad, la estructura sectorial y la intensidad en el consumo de energía de cada sector. La fórmula es la siguiente:

$$E = Q \times EI = Q \times \sum_i \left(\frac{E_i Q_i}{Q_i Q} \right) = Q \sum_i EI_i s_i \qquad (2.9)$$

[1] Esta sección, así como la 2.4 y 2.5 está basada en Bhattacharyya, 2011.

Donde,

EI_i: intensidad energética del sector i (ratio entre el consumo de energía del sector y el nivel de actividad del sector)

s_i: participación del sector (ratio de la actividad del sector respecto a la actividad total de la economía)

Q: actividad económica total donde Q_i es la actividad sectorial

E: consumo de energía total donde E_i es el consumo de energía sectorial

La ecuación (2.9) se emplea para determinar la influencia de los diversos factores en el consumo de energía entre dos periodos. Por ejemplo, consideremos el año base 0 y el año final t. El consumo de energía en el año t y en el año 0 puede escribirse como:

$$E^t = Q^t \sum EI_i^t s_i^t \tag{2.10}$$

y

$$E^0 = Q^0 \sum EI_i^0 s_i^0 \tag{2.11}$$

El efecto del nivel de actividad en el cambio en el consumo de energía se puede determinar por:

Efecto actividad

$$Q_{efecto} = (Q^t - Q^0) \sum EI_i^0 s_i^0 \tag{2.12}$$

La contribución de los cambios en intensidad se explica por:

Efecto intensidad

$$I_{efecto} = Q^0 \sum (EI_i^t - EI_i^0) s_i^0 \tag{2.13}$$

Finalmente, la contribución de los cambios en estructura se explica por:

Efecto estructura

$$s_{efecto} = Q^0 \sum (s_i^t - s_i^0) EI_i^0 \tag{2.14}$$

De donde el cambio total en el consumo de energía se explica por:

$$\Delta E = Q_{efecto} + I_{efecto} + s_{efecto} \tag{2.15}$$

Esta descomposición puede dejar un residuo que resulta de los efectos cruzados de las variables. Si bien existen métodos para afrontar este problema, no se describirán en este libro. También se debe tener en cuenta que las variables se mantienen constantes respecto a los valores iniciales, siguiendo el método del Índice de Laspeyres[2].

Ejemplo: el consumo total de energía a nivel mundial se incrementó de 10029 Mtep en el 2001 a 11700 Mtep en 2007 —la distribución regional del consumo y otra información se encuentran en el cuadro 2.3—. Es preciso, pues, analizar el cambio en la demanda de energía usando el método de descomposición.

La información sobre actividad económica y consumo de energía se presenta en el cuadro 2.2.

Cuadro 2.2. Información requerida

	2001		2007	
	GDP en millones de US$ (año 2000)	**Total consumo energía primaria**	**GDP en millones de US$ (año 2000)**	**Total consumo energía primaria**
OECD	30 271	5333	30 110	5497
Medio Oriente	638	390	891	552
Ex Unión Soviética	572	935	620	1019
Europa no OECD	151	99	174	106
China	1392	1156	2623	1970
Resto de Asia	1917	1152	2308	1377
América Latina	1743	450	1938	550
África	614	514	830	629
Total mundial	**37 348**	**10 029**	**39 494**	**11 700**

Fuente: Bhattacharyya, 2011.

[2] Para mayor detalle, véase Ang (2004) y Sun (1998).

Utilizando el método de descomposición de Laspeyres, primero se calcula la intensidad de energía y la participación del PBI de cada región. Los resultados se muestran en el cuadro 2.3.

Cuadro 2.3. Intensidad de energía y participación del PBI

	Participación del PBI mundial		Intensidad (TEP/1000 en US$ del 2000)	
	2001	**2007**	**2001**	**2007**
OECD	0.81	0.76	0.17	0.18
Medio Oriente	0.01	0.02	0.61	0.61
Ex Unión Soviética	0.01	0.01	1.63	1.64
Europa no OECD	0.00	0.00	0.65	0.60
China	0.03	0.06	0.83	0.75
Resto de Asia	0.05	0.05	0.60	0.59
América Latina	0.04	0.04	0.25	0.28
África	0.01	0.02	0.77	0.75
Total mundial	**1.00**	**1.00**	**0.26**	**0.29**

Fuente: Bhattacharyya, 2011.

Luego se estima cada efecto. Para el efecto actividad se mide el cambio en el nivel de actividad manteniendo constante la intensidad de energía y la participación del PBI al nivel de 2001. Por ejemplo, para la China esto resulta en lo siguiente:

Efecto actividad

$$(2{,}623 - 1{,}392) \times (0.0373) \times (0.8305) = 66.2 \text{ Mtep} \quad (12.16)$$

Efecto estructural

$$(1{,}392) \times (0.0664 - 0.0373) \times (0.8305) = 902.6 \text{ Mtep} \quad (12.17)$$

Efecto intensidad

$$(1{,}392) \times (0.0373) \times (0.7510 - 0.8305) = -110.7 \text{ Mtep} \quad (12.18)$$

Cambio total

$$(66.2) + (902.6) - (110.7) = 858.1 \text{ Mtep} \qquad (12.19)$$

Las mismas operaciones se realizan para cada región y se obtienen los resultados del cuadro 2.4.

Cuadro 2.4. Resultados del análisis de descomposición

Región	Actividad	Estructural	Intensidad	Cambio total	Cambio real
OECD	306.5	-316.5	193.7	183.7	164.0
Medio Oriente	22.4	125.6	5.2	153.2	162.0
Ex Unión Soviética	53.7	24.4	5.1	83.2	85.0
Europa no OECD	5.6	9.8	-6.9	8.5	7.0
China	66.1	902.6	-110.7	858.0	814.0
Resto de Asia	66.2	159.3	-8.2	217.3	225.0
América Latina	25.9	23.1	44.6	93.7	100.0
África	29.6	92.5	-10.8	1112.2	115.0
Total mundial	**576.3**	**1,020.9**	**111.9**	**1,709.1**	**1,671.0**

Fuente: Bhattacharyya, 2011.

Se puede apreciar que el efecto estructural tuvo un rol importante en el cambio del consumo mundial de energía entre 2001 y 2007. La caída en la participación del mundo desarrollado en la economía mundial y el movimiento al sur de la actividad económica resultó en un incremento en el consumo mundial de energía de más de 1000 Mtep, dada la mayor intensidad en el uso de energía de los países en desarrollo. La mayor parte de este cambio refleja la influencia de China en el consumo mundial de energía. Por el contrario, el efecto intensidad fue el que menos impacto tuvo en el cambio en el consumo mundial de energía.

2.4 Análisis de la demanda de energía utilizando métodos econométricos

El análisis de la demanda de energía considera tres tipos de decisiones del usuario: la de comprar el equipo, la de seleccionar el equipo y combustible y la de la capacidad por ser utilizada. El modelo usado relaciona el consumo de energía con el stock de equipo y su tasa de utilización según la siguiente identidad:

$$Q_i \equiv \sum_{k=1}^{M} R_{ki} A_{ki} \tag{2.20}$$

La ecuación indica que el consumo total del combustible i es la suma del consumo de combustible para cada tipo de equipo, donde el consumo de combustible para un determinado equipo se obtiene del producto del stock del equipo A y su tasa de utilización R. Por ejemplo, la electricidad consumida en una casa puede corresponder a un número de equipos: refrigeradores, cocina, licuadoras, equipo de entretenimiento, etcétera.

El stock de dichos equipos multiplicado por los kWh (kilowatts hora) de electricidad utilizados por cada unidad proporciona el consumo total de electricidad por tipo de equipo. El consumo total de electricidad es la suma de la electricidad consumida por todos los equipos en una casa.

Un modelo estructural considera la naturaleza de la demanda de energía como derivada de los equipos que emplean energía y que a la vez son utilizados por el consumidor. Para ello se emplea una ecuación para la demanda del equipo y otra para su tasa de utilización. Así tenemos,

Demanda de equipo:

$$A_i = f_1(P_i, P_j, P_a, Y, X) \tag{2.21}$$

Y tasa de utilización:

$$R_i = f_2(P_i, Y, Z) \tag{2.22}$$

Donde,
A_i: demanda del equipo que usa el combustible i
R_i: tasa de utilización del equipo que utiliza energía i
P_i: precio de la energía i
P_j: precio de la energía alternativa j
P_a: precio del equipo a
Y: ingreso o producción
X, Z: otras variables

Un modelo estructural estimaría simultáneamente las funciones indicadas anteriormente para obtener la demanda del combustible i. Sin embargo, ello requiere información con la que no siempre se cuenta. En ese caso se puede utilizar una forma reducida que combina diversas variables y cuya variable dependiente es el consumo de energía. Combinando las ecuaciones (2.21) y (2.22) se puede obtener:

$$Q_i = k(P_i, P_j, P_a, Y, X, Z) \tag{2.23}$$

Este modelo asume un ajuste inmediato del stock de equipos, es decir que si aumenta la demanda de energía del tipo i, se incrementa también el stock de equipos que utilizan dicha energía. Cabe acotar que, en el caso de las cocinas antes mencionadas, los usuarios, según este modelo, cambian cocinas eléctricas por cocinas a gas rápidamente cuando el precio del gas se vuelve más barato respecto al de electricidad sin considerar el costo del cambio y periodo de ajuste. Esto es una deficiencia en el modelo, ya que supone un rápido ajuste en el stock no corresponde a la realidad. Un ejemplo de ello es el cambio en el uso de electricidad de cocinas eléctricas por uso de GLP de cocinas a gas.

Por ello, con objeto de evitar estos cambios súbitos que comúnmente no corresponden a la realidad, se utilizan modelos de ajuste parcial.

Para ello se hace una distinción en la demanda real y la demanda deseada. Se asume que la demanda deseada Q_t^* depende del precio y otras variables actuales según la ecuación:

$$Q_t^* = a' + b'P_t + c'Z_t + \varepsilon_t' \tag{2.24}$$

En un periodo donde el ajuste requerido por la ecuación (2.24) no se da inmediatamente esto ocurre debido al stock, conocimiento, reacción y otros factores. En vez de ello, se tiene un periodo de ajuste como sigue:

$$Q_t - Q_{t-1} = g(Q_t^* - Q_{t-1}^*)0 < g < 1 \tag{2.25}$$

Mientras más se acerca g a la unidad, más rápido es el proceso de ajuste. Sustituyendo la ecuación (2.24) en la ecuación (2.25) y arreglando términos se tiene:

$$Q_t = a'g + b'gP_t + c'gZ_t + (1-g)Q_{t-1} + g\varepsilon_t' \tag{2.26}$$

La ecuación (2.26) se puede simplificar como:

$$Q_t = a + bP_t + cZ_t + dQ_{t-1} + \varepsilon_t \tag{2.27}$$

Esta ecuación contiene términos que se pueden observar. Nótese que el coeficiente d es igual a $(1-g)$, de donde se puede obtener la velocidad de ajuste.

La ecuación (2.27) se puede cambiar por una ecuación logarítmica que permite obtener la influencia del precio y la actividad como elasticidades. Para ello, la ecuación logarítmica se debe especificar como:

$$\log E_t = a + b\log P_E + c\log Y_t + u_t \tag{2.28}$$

Donde E_t (consumo de energía per cápita) es determinada por el precio de la energía (P_E), el ingreso per cápita (Y_t) y un término de error. Se puede demostrar que los coeficientes b y c son las elasticidades respecto al precio y al ingreso per cápita. Por ello, esta ecuación se puede usar para analizar el efecto de cambios en el precio de la energía

y del ingreso per cápita. Por ejemplo, para una demanda elástica respecto al precio P sería mayor a 1, con lo cual un aumento del precio de energía resultaría en una disminución más significativa del consumo de energía que si la elasticidad fuera muy inferior a 1.

Si incluimos el término E_{t-1} correspondiente al consumo de energía del periodo anterior, tenemos:

$$\log E_t = \log a + b \log Q_t + c \log P_t + d \log E_{t-1} \tag{2.29}$$

En esta ecuación la elasticidad de corto plazo respecto al ingreso sería b y la de largo plazo sería $b/(1-d)$, mientras que la elasticidad de corto plazo respecto al precio sería c y la elasticidad de largo plazo seria $c/(1-d)$.

2.5 Proyección de la demanda de energía

2.5.1 Proyecciones por medio de indicadores

Una forma básica de realizar proyecciones puede consistir en usar indicadores como tasas de crecimiento promedio, elasticidades ingreso de la demanda, consumo unitario e intensidad energética. Por ejemplo, se puede calcular la tasa histórica o promedio de crecimiento g y aplicarla a un nivel de consumo inicial, C_0 para llevarla a un nivel de consumo en el periodo t, C_t el consumo en el año t. Para ello se puede usar la siguiente ecuación:

$$C_t = C_0(1+g)^t \tag{2.30}$$

Otra forma de realizar proyecciones podría ser usar la elasticidad ingreso de la demanda, definida como:

$$e_t = \frac{\Delta EC_t / EC_{t-1}}{\Delta I_t / I_{t-1}} \tag{2.31}$$

Donde t es el periodo de interés, EC el consumo de energía, e I es una variable que determina el nivel de consumo como el ingreso, PBI u otra. Normalmente, la elasticidad se estima con información histórica.

Se puede usar también el método de consumo energético específico, que utiliza información del consumo de cada sector. Por ejemplo, si un automóvil consume en promedio 40 galones de gasolina por mes, el consumo de gasolina mensual para automóviles será:

$$E_t = U \times A \tag{2.32}$$

Donde U es 40 y A es el número de automóviles, pudiéndose usar estimados del número de automóviles.

2.5.2 Análisis de tendencia

Este análisis consiste en la extrapolación a futuro de los datos del pasado. Este tipo de análisis asume que:

a) Los cambios en tasas o en el comportamiento del consumidor son poco significativos.

b) Encuentra la mejor línea de tendencia que cubre los datos históricos usualmente a través del método de mínimos cuadrados o similares.

2.5.3 Encuestas

Estas son muy útiles, por ejemplo, si se realizan a los representantes de una industria que conocen sobre los cambios tecnológicos y materiales que emplearían en el futuro. Se aplican, entre otros, a la minería, industria automotriz, industria del acero. También se pueden usar para caracterizar el consumo residencial de energía. Por ejemplo, Osinergmin (regulador del Perú) realiza anualmente la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía-ERCUE[3].

[3] Para mayor detalle acerca de esta encuesta véase el siguiente enlace: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/91.htm?9971#

2.5.4 Métodos econométricos

Estos utilizan estimaciones econométricas (estadísticas) que relacionan la actividad económica y otras variables relevantes con el consumo de energía. Como ejemplo tenemos el siguiente modelo econométrico que utiliza el COES (operador del sistema eléctrico del Perú)[4]:

$$DE_t = \alpha + \beta_1 Y_t + \beta_2 POB_t + \beta_3 p_t + \varepsilon_t \qquad (2.33)$$

Donde,

DE_t: ventas de electricidad del sistema interconectado sin cargas especiales (ejemplo: sin cargas de empresas mineras)

Y_t: PBI del país

POB_t: población usuaria del sistema interconectado

P_t: tarifa promedio del sector eléctrico regulado

La estimación de la ecuación se realiza por el método de mínimos cuadrados ordinarios (MCO). La relación estimada por el COES en setiembre de 2012 fue:

$$DE_t = -9721 + 0.627 POB_t + 0.067 PBI_t - 148 TARIFA_t \qquad (2.34)$$

2.5.5 Proyecciones considerando usos finales

Este método consiste en desagregar los usos de la energía y relacionar cada uso con indicadores técnicos y económicos. Además, pone énfasis en:

a) El rol de la tecnología (ahorro de gasolina en automóviles, mejora de eficiencia de electrodomésticos, cambios en procesos industriales).

[4] Para una revisión detallada de este y otros métodos econométricos, ver Gallardo, Bendezú & Coronado (2004, p. 94).

b) Cambios en el comportamiento del consumidor (medidores inteligentes en hogares).

c) El ambiente económico (reducción del tamaño de vehículos, información del uso de combustible, impuestos al consumo de energía, etcétera).

Estos métodos tienen comúnmente las siguientes características:

a) Contienen una representación detallada de los usos finales-industriales, transporte, comercio, viviendas, etcétera.

b) Se emplean pocas variables que determinan cada tipo de consumo: ingreso per cápita para viviendas, PBI para ciertos sectores industriales, parque de vehículos para consumo de combustibles, etcétera.

c) Se proyectan escenarios alternativos.

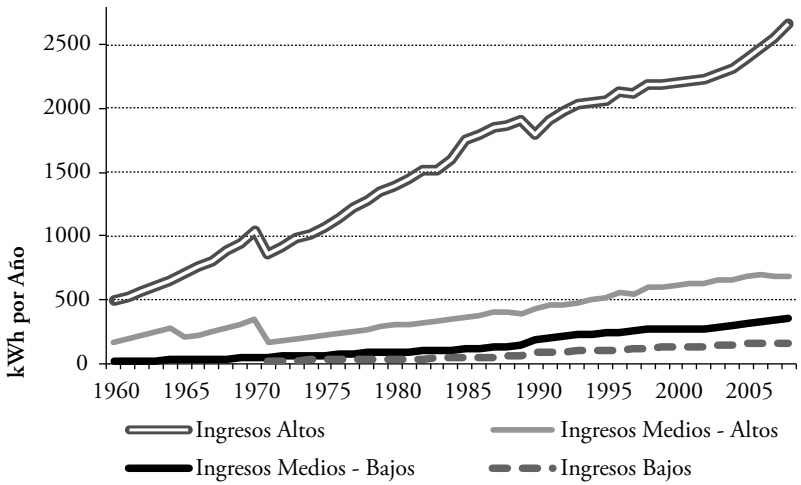
Se utiliza el análisis para proyectar el consumo para uno o dos periodos en el futuro, ejemplo en 10 años y en 25 años.

Capítulo 3
La energía para uso residencial y comercial

3.1 Usos residenciales de la energía

Los usuarios residenciales requieren cada vez mayor cantidad de energía para cubrir necesidades que se han ido convirtiendo en parte de la vida diaria. Este incremento es tanto producto del desarrollo de la ciencia y la tecnología, que han permitido el surgimiento de una variedad de máquinas y equipos para el hogar, como del resultado de los mayores ingresos de la población. En el primer caso tenemos que, mientras que en la antigüedad se utilizaban la leña y el carbón para cocinar y para calefacción, y en menor medida para alumbrado, con el tiempo esto fue quedando de lado. Luego, con el desarrollo de la electricidad, esta reemplazó a las anteriores fuentes de cocina e iluminación (carbón y velas). Así pues, el uso de la electricidad siguió en aumento con la invención de la radio y la televisión. Posteriormente, con el auge de la electrónica surgieron equipos de cómputo cada vez más sofisticados y el desarrollo de una variedad de actividades conexas. En el gráfico 3.1 podemos apreciar el crecimiento sostenido del consumo de electricidad en el sector residencial de acuerdo a niveles de ingresos.

Gráfico 3.1. Evolución del consumo de electricidad per cápita 1960-2008



Fuente: Base de datos de la IEA-International Energy Agency.

Actualmente la energía se usa en los hogares para:

a) Iluminación exterior e interior: alumbrado público, iluminación de espacios exteriores, iluminación de pasadizos, iluminación central de comedores, salas y dormitorios.

b) Electrodomésticos: refrigeradoras, televisores y radios, computadoras, lavadoras, lustradoras y aspiradoras.

c) Cocinas y hornos.

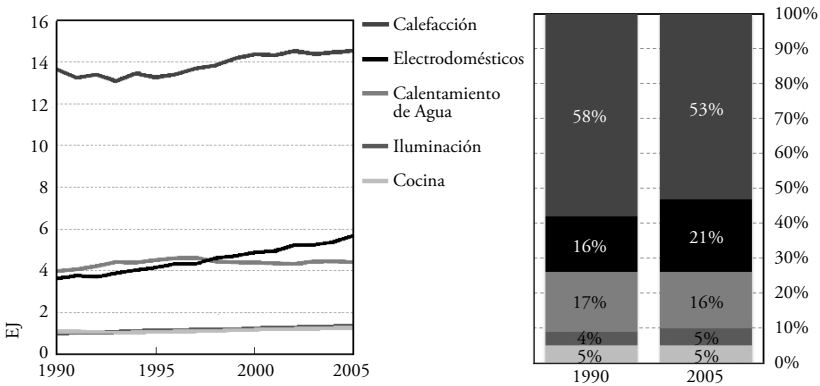
d) Calentamiento de agua.

e) Aire acondicionado y calefacción.

3.2 Consumo de energía

Según el IEA, el uso de energía en calefacción a nivel mundial representó el 58% del consumo en hogares en los años noventa, con una reducción a un 53% en 2005 debido a una mayor eficiencia de los sistemas de calefacción y la mejora del rendimiento térmico de las viviendas nuevas y existentes. Los electrodomésticos ocuparon el segundo lugar como los que más consumieron energía en los hogares, llegando a representar en el 2005 el 21% del consumo total de energía. Por su parte, el uso de energía en calentamiento del agua representó el 16% del consumo total de energía en dicho año. Los usos de la energía para iluminación y cocina representaron alrededor del 5% cada uno (gráfico 3.2).

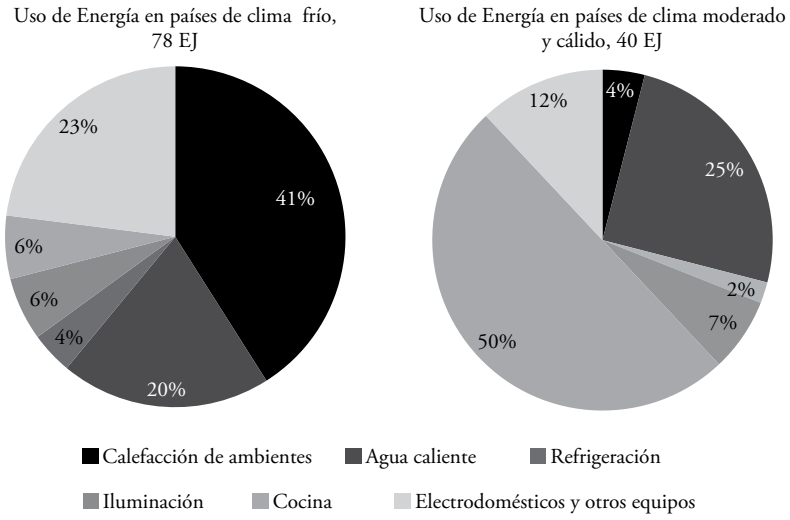
Gráfico 3.2. Uso final de la energía en los hogares



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2008.

El gráfico 3.3 muestra el consumo residencial por uso final en países de clima frío y moderado y cálido. En 2011, el uso en calefacción de ambientes y calentamiento de agua representó más del 60% en países de clima frío, mientras que en países de clima cálido el uso en cocción y calentamiento de agua representó alrededor de un 75%.

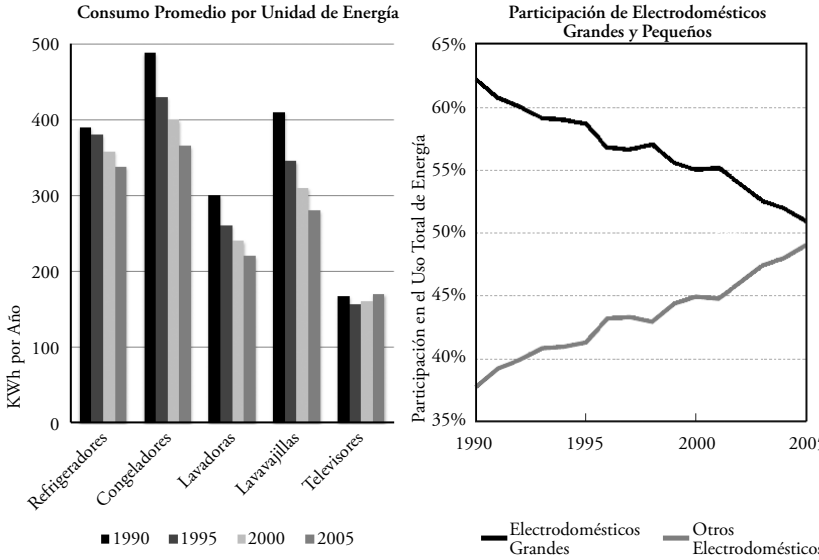
Gráfico 3.3. Consumo residencial de energía por tipo de uso según clima, 2011



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2014.

En el gráfico 3.4 se muestra el consumo de energía de algunos electrodomésticos de línea blanca, como refrigeradores, congeladoras, lavadoras, lavavajillas y televisores, que en conjunto representan alrededor del 50% del consumo de electricidad de los equipos eléctricos según el IEA. Se aprecia que el consumo unitario por tipo de electrodoméstico ha ido disminuyendo por la mayor eficiencia y miniaturización de los equipos como es el caso de los ordenadores personales, teléfonos móviles, equipos de audio y otros aparatos electrónicos domésticos.

Gráfico 3.4. Consumo de energía en electrodomésticos



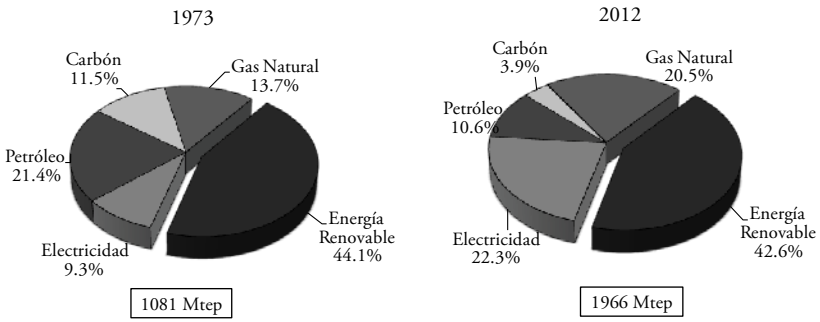
Fuente: http://www.odyssee-indicators.org/
Nota: los electrodomésticos grandes incluyen refrigeradores, lavadoras, lavavajillas y televisores.

3.3 Participación por fuente de energía en el uso doméstico

En el gráfico 3.5 se muestra la participación que ha tenido cada fuente de energía en el consumo doméstico a nivel mundial para los años de 1973 y 2012. En la década de 1970 los recursos renovables —incluyendo principalmente fuentes tradicionales en China, India y otros— eran la fuente de energía más empleada para el consumo doméstico con una participación del 44%. La segunda fuente de energía más utilizada fue el petróleo con una participación del 21%, mientras que el gas natural ocupó el tercer lugar con una participación del 14%, en tanto que el carbón y la electricidad tuvieron una participación del 12% y 9% respectivamente.

En 2012, la energía renovable siguió liderando como fuente principal de consumo con un 43% de participación, mientras que la electricidad alcanzó el segundo lugar con una participación de 22%, debido a la mejora en la electrificación urbana y rural, desplazando al petróleo. El gas natural ocupó el tercer lugar con un 21%, gracias a su uso en la cocción y calefacción. En cuanto al petróleo y carbón, estos obtuvieron una participación de 11% y 4% respectivamente.

Gráfico 3.5. Participación de las fuentes de energía en el consumo doméstico

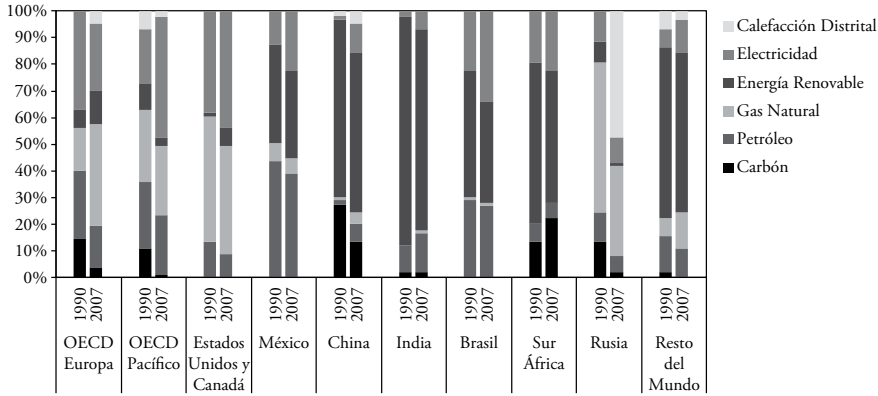


Fuente: basado en IEA-International Energy Agency, 2013b.

Las fuentes de energía para uso doméstico varían sustancialmente en cada país. El gráfico 3.6 muestra la participación de varias fuentes de energía para un grupo de países, en donde podemos apreciar que las mayores fuentes de energía en los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)[1] son la electricidad, el gas natural y el petróleo.

[1] Sus siglas en inglés son OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development.

Gráfico 3.6. Fuentes de energía para uso doméstico



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2010a.

En los países europeos que pertenecen a la OCDE se puede apreciar la preponderancia del uso del petróleo y la electricidad para el uso doméstico en la década de 1990, así como un importante incremento de la participación del consumo del gas natural entre 1990 y 2007. En China e India resalta el importante consumo de energías renovables y la disminución de la participación del uso del carbón. En el caso de los Estados Unidos (1994), de un total de 17 cuatrillones de BTU, las principales fuentes de energía fueron: gas natural, con 8 cuatrillones de BTU; petróleo, con 2,2 cuatrillones de BTU, y electricidad, con 6,6 cuatrillones de BTU. Los países en desarrollo exhiben una evolución diferente. Por ejemplo, en el Perú (2009) las fuentes de consumo fueron: gas natural, GLP, electricidad, carbón y leña. En el caso de Brasil, se observa un consumo similar al del Perú en cuanto a electricidad, energías renovables y petróleo para uso doméstico. Es importante mencionar que la mayor parte de consumo de energía renovable en países en desarrollo se refiere a fuentes tradicionales de energía, como la leña.

3.4 Sustituibilidad de las fuentes de energía para uso doméstico

Las fuentes de energía para uso doméstico no son sustituibles entre sí para todos los usos. Por ejemplo, en el caso de la iluminación es poco práctico sustituir la electricidad —excepto en lugares alejados como zonas rurales donde una alternativa son las lámparas a kerosene o a gas—, mientras que su uso para el funcionamiento de aparatos eléctricos o electrónicos, tales como refrigeradoras, computadoras, equipos de limpieza y alarmas, entre otros, no tiene sustituto. En cambio, es posible su reemplazo entre varias fuentes de energía —electricidad, GLP, gas natural, carbón y leña— para la generación de calor: calefacción, cocinas, termas, secadoras de ropa, entre otros. En estos campos, en que la sustitución es posible, existen dos factores que juegan un rol importante:

a) Los precios relativos combinados con la eficiencia de cada fuente de energía para cada aplicación.

b) El costo de modificar las instalaciones para cambiar la fuente de energía, —en inglés denominado *switching cost*[2]—.

3.5 El consumo de energía en el sector doméstico/comercial en el Perú

El cuadro 3.1 muestra que el combustible más utilizado por los hogares en el Perú es el GLP con un 58.5%, seguido de la Leña, con un 26%. Menor participación tienen el carbón, el kerosene, la electricidad y el gas natural, aunque este último va en aumento con el desarrollo de los yacimientos de Camisea.

Por otro lado, el cuadro 3.2 presenta una comparación entre los precios del GLP, el gas natural y la electricidad. Se muestra en primer lugar

[2] Para ver un ejemplo ir a la sección 5.3.

en cada una de las tres sub tablas el precio para cada tipo de combustible, luego se establece su poder calorífico en GJ y finalmente se expresa el precio de cada tipo de combustible por GJ. Se puede apreciar que el gas natural es el de menor costo, seguido por el GLP y finalmente la electricidad. Por ello, se espera que la participación del gas natural en el consumo doméstico de energía se incremente significativamente con el desarrollo de redes de gas natural en Lima, Ica y el Sur del Perú.

Cuadro 3.1. Combustible más frecuente que utilizan los hogares para cocinar sus alimentos en el Perú (porcentaje del número de hogares)

Combustible	2014
Electricidad	0.7
Gas (GLP)	58.5
Gas Natural	1.0
Kerosene	0.1
Carbón	1.7
Leña	26.0
Otro	12.0
Total	**100.0**

Fuente: elaboración propia basada en información de la ENAHO - Encuesta Nacional de Hogares.

Cuadro 3.2. Cuadros de precios de uso de diferentes combustibles para el caso peruano

	Gas natural (GN)	GLP	Electricidad
Facturación mensual	S/. 16.39		S/. 209.90
Consumo del mes	0.7644327 GJ		495 kWh
Precio de1 balón de 10 kg		S/. 35.00	
Poder calorífico	-	0.045405.3 GJ/Kg	0.0036 Gj/kWh
Precio en soles/GJ	S/. 21	S/. 77	S/. 118

Fuente: basado en Sistema de información de Osinergmin 2011.

Por ejemplo, del cuadro 3.2 se tiene que el costo para cocinar es de S/. 118 por GJ en el caso de cocinas eléctricas, S/. 77 por GJ para cocinas a GLP y S/. 21 por GJ para cocinas a gas natural. El problema para el consumidor doméstico es que si este ya posee una cocina eléctrica deberá gastar dinero en adquirir una cocina a GLP o a gas natural, por lo que debe incluir este costo para determinar si obtiene un ahorro neto. En el caso del uso de gas natural deberá, además, agregar los costos de conexión, acometida e instalación interna que ascienden a S/. 87 por mes, financiados en un año.

Como se puede apreciar al analizar la evolución del consumo de energía a nivel mundial, tanto el avance tecnológico como mejores prácticas han permitido reducir el consumo unitario de energía en el sector residencial/comercial. Es factible una mayor reducción en el consumo de energía, sobre todo en los países en desarrollo, que es donde menos se ha avanzado en mejorar la eficiencia energética.

3.6 Políticas para el uso de energía en el sector doméstico/comercial

Las políticas energéticas en el sector doméstico/comercial están orientadas a reducir costos tanto por mayor eficiencia como por uso de recursos más abundantes, cuyo costo debe reflejarse en menores precios, y a disminuir el impacto ambiental en el uso de la energía. Las medidas para reducción en el consumo de energía en el sector doméstico/comercial se pueden clasificar en dos tipos:

a) Políticas a nivel nacional, como son: mejoras obligatorias en las especificaciones en construcciones (por ejemplo, aislamiento), incentivos para la construcción de edificios ecoeficientes, incentivos tarifarios para la reducción del consumo eléctrico y orientación al consumidor en la evaluación de su consumo de energía.

b) Medidas a tomar por los consumidores en la adecuación de electrodomésticos como: diagnóstico del consumo en los hogares (por ejemplo, en el consumo de electricidad), selección y cambio de equipos con mayor eficiencia o de menor costo (focos ahorradores, cocinas a gas en vez de cocinas eléctricas), refrigeradores ecoeficientes, mantenimiento de equipos y mejores prácticas en el uso de energía (apagar equipos y luces cuando no se utilizan).

Capítulo 4
La energía en el sector transporte

4.1 Desarrollo de la energía en el sector transporte

La energía se utiliza en el transporte como sigue:

a) Vehículos de pasajeros: automóviles y autobuses: utilizan gasolina, diésel, GLP, gas natural, bioetanol y biodiésel. En los últimos años también utilizan electricidad como fuente de energía.

b) Vehículos de carga por carretera: utilizan principalmente diésel.

c) Transporte de carga por carretera y ferrocarril: los camiones utilizan principalmente diésel, mientras que los ferrocarriles utilizan diésel y electricidad.

d) Aviones: los aviones a reacción utilizan naftas de tipo Turbo A-1 y Turbo JP-5; aquellos a hélice utilizan gasolina de aviación 100 LL.

e) Navíos para transporte marítimo: utilizan petróleo pesado (*heavy oil*).

El sector transporte consume aproximadamente el 19% de la energía a nivel mundial. En Estados Unidos representa el 34% del consumo total, mientras que en otros países industrializados como Francia el porcentaje es idéntico. En países latinoamericanos como Colombia,

el consumo es menor, cercano a 7%, y en el Perú representa un 3,2% del consumo total.

La historia del uso de la energía en el transporte ha reflejado grandes transformaciones. El transporte por ferrocarril fue inicialmente un consumidor principal de energía, utilizándose al principio principalmente el carbón como combustible , pero posteriormente este fue reemplazado por la electricidad, que es la fuente principal de energía que se utiliza actualmente. Una evolución similar ocurrió en el caso del transporte marítimo, donde inicialmente los barcos a vapor utilizaron carbón como combustible, para ser reemplazado posteriormente por petróleo.

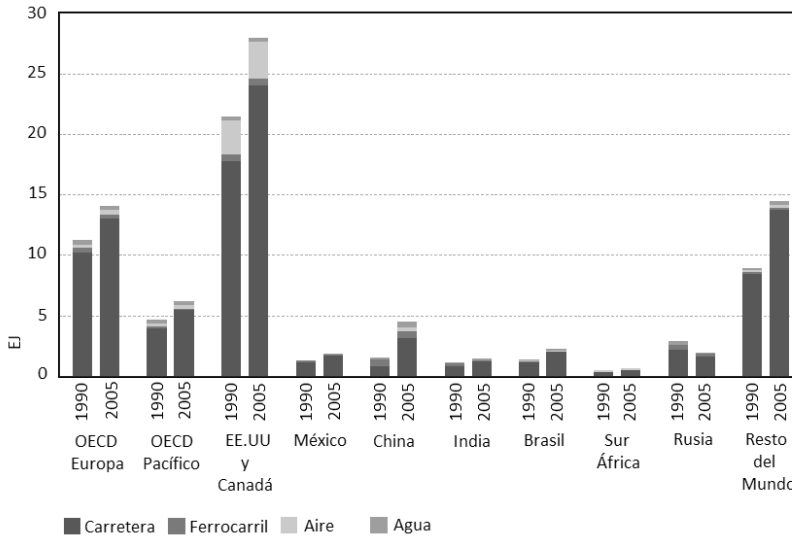
Con el desarrollo de la industria vehicular se inició el auge del petróleo y sus derivados. En la actualidad, los automóviles utilizan gasolina y diésel, aunque en algunos países en desarrollo se ha implementado el uso de combustibles alternativos como es el caso del Brasil, donde el bioetanol tiene una participación de 33,3%. El Perú y otros países también utilizan GLP. En algunos países, a partir de los años ochenta se inició el uso del gas natural, sobre todo en la India y Argentina. Un nuevo desarrollo que se está dando en países industrializados son los vehículos eléctricos.

4.2 Consumo de energía en el transporte

El consumo mundial de energía en el transporte creció a tasas de 2 a 2,5% por año desde 1971 a 2005, similar al crecimiento de la economía mundial. Entre 1990 y 2005 el consumo mundial de energía en el sector transporte aumentó un 37%, llegando a 75 exajoules (EJ). El transporte por carretera es el mayor consumidor de energía, al alcanzar una participación de 89% del consumo total de energía en 2005, con un crecimiento de 41% en el consumo de energía entre los años 1990 y 2005. Las otras modalidades de transporte presentaron un crecimiento de 13% durante los mismos años.

Del gráfico 4.1 se desprende que, en promedio, el consumo de energía para transporte en países de la no OCDE entre 1990 y 2005 creció más rápido (55%) que en países de la OCDE (30%). Por ejemplo, los viajes de pasajeros se triplicaron en China, con lo que dicho país casi triplicó el uso de energía para el transporte, lo que representa el 33% del crecimiento global en países de la no OCDE.

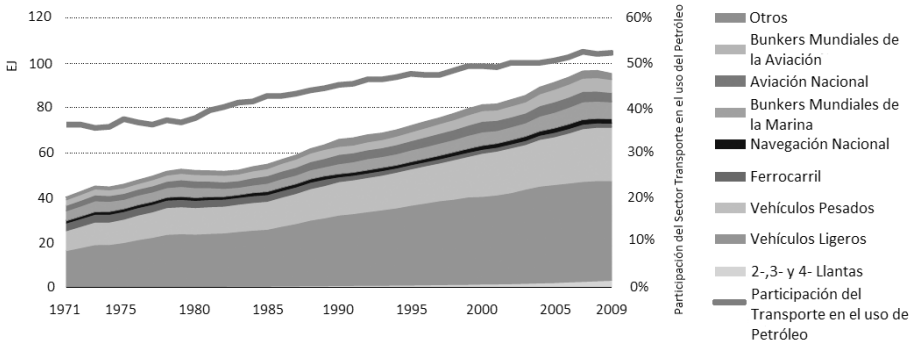
Gráfico 4.1. Consumo de energía en el sector transporte



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2008.

En el gráfico 4.2 se aprecia una desagregación del consumo de energía por tipo de transporte a nivel mundial, en donde se evidencia que el mayor consumo de energía pertenece a los vehículos terrestres. Cabe notar que las formas de transporte que presentaron un crecimiento rápido —vehículos ligeros, camiones y aviones— también son los más intensivos en el uso de energía.

Gráfico 4.2. Evolución del consumo de energía por tipo de transporte (1971-2009)

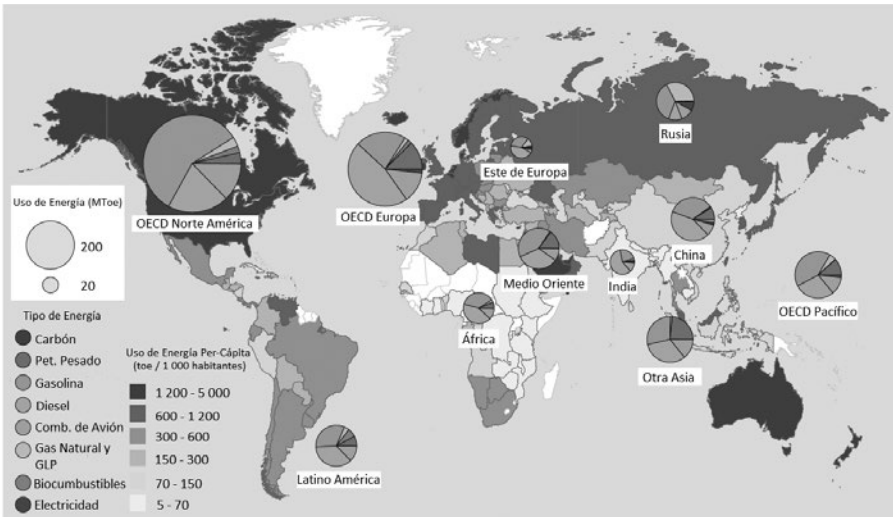


Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

Un tema por considerar es que el consumo de energía en el transporte es muy diferente en los países industriales y los países en desarrollo (gráfico 4.3). Por ejemplo, en 1976 en América del Norte (considerando solamente Estados Unidos y Canadá) el consumo de energía fue de 1200 ktoe persona, mientras que en los países en desarrollo fue de menos de 100 ktoe por persona. Sin embargo, el consumo de energía en los últimos años creció más rápidamente en las regiones fuera de la OCDE que en las regiones de la OCDE. Sin embargo, en términos per cápita, las regiones como América del Norte y Europa siguen utilizando una mayor cantidad de energía que las demás regiones del mundo.

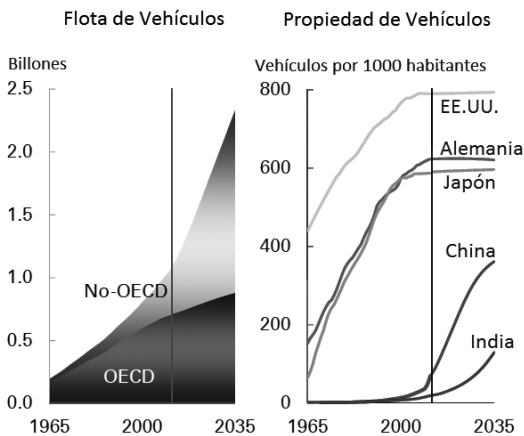
Estas diferencias estarían explicadas principalmente por las distancias recorridas y el número de vehículos por persona. En el gráfico 4.4 se puede apreciar que el número de vehículos por persona es entre 5 y 10 veces mayor en países industriales que en países en desarrollo como China y la India.

Gráfico 4.3. Consumo de energía en transporte por región



Nota: el gráfico reporta el uso final de la energía, incluyendo la asignación relevante de uso de energía en navegación internacional, aviación internacional y transporte por ductos.
Fuente: IEA-International Energy Agency, 2010a.

Gráfico 4.4. Stock de vehículos por región



Fuente: BP-British Petroleum, 2014b.

Las diferencias entre países industriales y países en desarrollo, así como el crecimiento del número de vehículos en estos últimos, implican que:

- Con el incremento de los ingresos en los países en desarrollo el stock de vehículos seguirá aumentando considerablemente, lo que representará un mayor consumo de combustibles.
- Las emisiones de CO_2 a la atmósfera, donde el transporte a la fecha representa el 23% de dichas emisiones en el sector energía, aumentarán —según la OCDE— en 50% en 2030 y en 80% en 2050.

El uso de combustibles en el transporte varía según países y regiones. En los industrializados, el 25% del transporte depende del petróleo y derivados. En contraste, algunos países en desarrollo utilizan también gas natural y GLP. Por otra parte, los biocombustibles (biodiésel y bioetanol) están empezando a utilizarse a nivel mundial, lo que requiere destinar áreas de cultivo para estos productos: granos (maíz y cebada) y palma y otras plantas aceiteras para biodiésel, y caña de azúcar para bioetanol. En el caso de Brasil, este país viene utilizando caña de azúcar desde 1931. El Perú ha establecido un porcentaje de mezcla obligatorio de 7,8% de bioetanol en las gasolinas a partir del año 2010. Recientemente, Europa y los Estados Unidos están desarrollando prototipos de vehículos eléctricos de pasajeros.

El único medio de transporte que utiliza como fuente principal de energía distinta a los hidrocarburos son los ferrocarriles, los cuales funcionan con electricidad. Sin embargo, estos no representan más del 1% del uso actual de energía en transporte.

4.3 Transporte en vehículos ligeros

En 2010, el stock de vehículos ligeros entre automóviles, camionetas y minivans alcanzó una cifra de 855 millones de vehículos a nivel mundial. Este stock crecería hasta unos 2250 millones de vehículos para

el 2050, especialmente por el crecimiento en China y la India. En el cuadro 4.1 se presenta la producción total de automóviles por país y se observa que China es el mayor productor de automóviles a nivel mundial (18.09 millones), mientras que EE.UU. es el mayor productor de vehículos comerciales (6.7 millones). En América del Sur, Brasil es el mayor productor de automóviles (2.7 millones) y México el mayor productor de vehículos comerciales (1.2 millones).

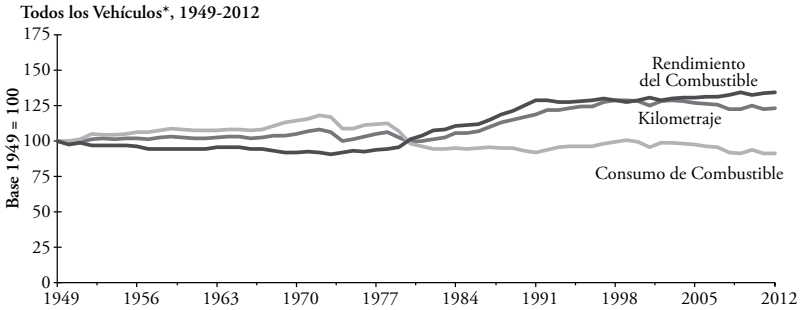
Cuadro 4.1. Producción de autos a nivel mundial, 2013 (en millones)

País	Carros	Vehículos comerciales	Total
China	18.09	4.03	22.12
EE.UU.	4.35	6.70	11.05
Japón	8.19	1.44	9.63
Alemania	5.44	0.28	5.72
Corea del Sur	4.12	0.40	4.52
India	3.14	0.74	3.88
Brasil	2.74	1.00	3.74
México	1.77	1.28	3.05
Tailandia	1.07	1.39	2.46
Canadá	0.97	1.41	2.38
Rusia	1.92	0.26	2.18
España	1.72	0.44	2.16
Francia	1.46	0.28	1.74
Reino Unido	1.51	0.09	1.60
Indonesia	0.93	0.28	1.21
Rep. Checa	1.13	0.00	1.13
Turquía	0.63	0.49	1.13
Eslovaquia	0.98	0.00	0.98
Argentina	0.51	0.28	0.79
Otros	5.07	1.18	6.24
Total	**65.72**	**21.98**	**87.70**

Fuente: Organización Internacional de Constructores de Automóviles. http://www.oica.net/category/production-statistics/2013-statistics/

Con el avance de la tecnología, el rendimiento del combustible ha mantenido una tendencia creciente, mientras que la cantidad de combustible consumido ha sido constante a pesar de que el número de kilómetros recorridos se ha incrementado (gráfico 4.5).

Gráfico 4.5. Kilometraje, consumo y economía del combustible



* Vehículos particulares y motocicletas, furgonetas, camionetas, vehículos deportivos utilitarios, camiones y autobuses.
Fuente: basado en U.S. Energy Information Administration, 2013.

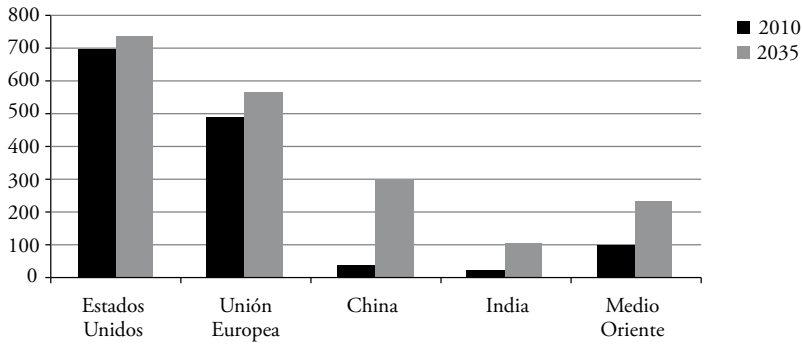
4.3.1 Proyecciones hasta 2050

En el gráfico 4.7 se muestra que entre 2010 y 2035, según proyecciones del IEA, la cantidad de vehículos por cada 1000 habitantes en la Unión Europea y Estados Unidos aumentará ligeramente. Por otro lado, en el caso de China, la India y el Medio Oriente, dicha cantidad crecerá exponencialmente hasta 2035.

El alto crecimiento del número de vehículos en los países en desarrollo, se debe al incremento del ingreso per cápita en dichos países, puesto que ello permite la adquisición de vehículos a sus habitantes. De acuerdo con el *Energy Technology Perspectives 2014*, en 2010 el número de vehículos ligeros en Estados Unidos era de 671 por cada mil habitantes, con un total de 211 millones de vehículos. En Europa, el número de vehículos era de 476 por cada mil habitantes, con un total de 239 millones de vehículos. En contraste, en los países que no pertenecen a la OCDE,

este número era aproximadamente de 48 vehículos por cada mil habitantes y un total de 271 millones de vehículos. Para el año 2050 el número de vehículos en los países en desarrollo podría alcanzar la cifra de 517 por cada mil habitantes, lo cual, con el crecimiento de la población, podría llevar a un total de 738 millones de vehículos. Las implicancias de este crecimiento —si no cambian las condiciones del tipo de vehículos, modos de transporte, uso de energía y medidas de reducción de la contaminación— se muestran en el cuadro 4.2.

Gráfico 4.7. Vehículos por cada 1000 habitantes en los mercados seleccionados



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2010a.

Cuadro 4.2. Evolución futura del consumo energético del sector transporte

	2010	2040
Total de la población	6880 millones	8777 millones
Número de vehículos	855 millones	1942 millones
Total de consumo de petróleo	96.1 cuatrillones de Btu	131.7 cuatrillones de Btu
Total de consumo de gas natural	3.8 cuatrillones de Btu	6.0 cuatrillones de Btu
Total de consumo de carbón	0.1 cuatrillones de Btu	-
Total de consumo de electricidad	1.0 cuatrillones de Btu	1.7 cuatrillones de Btu
Emisiones de CO_2	7.8 billones de toneladas métricas	

Fuente: U.S. EIA-U.S. Energy Information Administration, 2013.

En los países industrializados, los propietarios cambian sus vehículos en tiempos relativamente cortos, mientras que los vehículos antiguos o se desechan o se exportan a países en desarrollo. Los vehículos más nuevos han incorporado tecnologías que permiten un mayor ahorro de combustible, así como una reducción significativa de la contaminación. En muchos países en desarrollo, los propietarios mantienen sus vehículos por tiempo más largo, lo cual tiene doble efecto negativo: el empleo de tecnologías antiguas más contaminantes y el hecho de que los vehículos antiguos sufren el deterioro de la combustión de sus motores, lo cual es sumamente nocivo pues la combustión incompleta resulta en la emisión de partículas dañinas para la salud y el ambiente.

Las conclusiones de esta sección presentan un escenario que no considera políticas para aumentar la eficiencia energética y reducir la contaminación. Sin embargo, en los últimos años, tanto la preocupación por el encarecimiento y posible escasez de ciertas fuentes de energía, la congestión vehicular en las ciudades y el impacto ambiental han dado lugar a diversas iniciativas para afrontar estos problemas. Estas se discuten a continuación.

4.3.2 Mejoras en la eficiencia del uso de combustibles en el transporte de vehículos ligeros

Durante los años ochenta y noventa, la eficiencia en el uso de combustibles en los vehículos ligeros no varió mucho en los países industrializados. Sin embargo, posteriormente, entre mediados de los años noventa y fines de la década pasada, la utilización de combustibles en Europa y Japón se redujo en un 50%.

Las mejoras en la eficiencia se lograron a través de un conjunto de medidas de política por parte de los gobiernos, siendo los principales los siguientes:

- Mayores impuestos a los vehículos de mayor consumo de gasolina o diésel por kilómetro y de mayores emisiones de CO_2, junto con descuentos a los vehículos más eficientes.

- Requerimientos que imponen niveles máximos de consumo de combustibles por kilómetro para cada tipo de vehículo.
- Obligación de las empresas de publicar su eficiencia en el rendimiento de los vehículos en el consumo de combustible.
- Mayores impuestos a los combustibles con una escala que aumenta para vehículos de mayor consumo.
- Incentivos al retiro de vehículos con varios años de uso.

Junto con estas políticas, muchos países han recurrido a programas para reducir el uso de automóviles para el transporte individual. Ello incluye programas de transporte masivo (mejores servicios públicos-autobuses, trenes), el desarrollo de vehículos eléctricos, el uso de combustibles alternativos (gas natural, GLP, biocombustibles), facilidades para el transporte no motorizado (pistas especiales para bicicletas) y el uso de sistemas de transporte inteligente que dan información sobre congestión de tráfico.

Gran parte de las medidas para mejorar la eficiencia en el consumo de combustible son de carácter técnico, a pesar de que, en muchos casos, estas pueden incrementar el costo del vehículo. En el caso de los motores, las mejoras que se vienen implementando son: mayor eficiencia al reducir la fricción de diversos componentes móviles, el uso de inyectores, empleo de válvulas cuya operación varía según el nivel de operación del motor y la instalación de circuitos de refrigeración más eficientes. Estas medidas permiten reducir el consumo de energía en aproximadamente un 30%. Sin embargo, el costo de los vehículos con la implementación de aquellas se incrementa en unos dos mil o tres mil dólares.

Otras medidas para reducir el consumo de energía son:

- Diseño aerodinámico. La resistencia al aire representa, en promedio, un 25% del uso de la energía. El coeficiente de resistencia (mayor en camionetas), que actualmente es de 0,3 a 0,35, puede

reducirse en un 15%, lo cual disminuye el consumo de combustible en un 3%.

- Llantas de menor resistencia al rodamiento (LRR o *low rolling resistance*) que tienen un mayor costo que las convencionales, pero permiten reducir el consumo de combustible en un 3%. Adicionalmente, mantener el nivel de presión de las llantas a niveles óptimos representar un ahorro adicional en el costo de combustible de 1 a 2%.
- Mejoras en los termostatos del sistema de aire acondicionado, sobre todo en climas cálidos, puede reducir en un 3 a 4% el uso de combustibles.

El reemplazo de materiales y la optimización en la utilización del uso del acero en las carrocerías de los vehículos puede ahorrar un 6% en el consumo de combustibles.

El efecto de la combinación de las medidas de ahorro de energía en los vehículos ligeros, sin variar el tamaño del vehículo ni cambiar el uso del combustible (el uso del diésel es más eficiente como se indicó anteriormente), se resume en el cuadro 4.3.

Cuadro 4.3. Ahorro de combustibles y sus costos

Rubro	Ahorro de energía	Costo de los vehículos
Mayor eficiencia en los motores	30%	2070-3000
Diseño aerodinámico	3%	-
Llantas LRR y presión óptima	4-5%	40-70
Luces de xenón (versus hidrógeno)	1-2%	380
Mejoras en aire acondicionado	3-4%	50-200
Sustitución de materiales	6-20%	300-1500
Total	**47-64%**	**US$ 2770-5150**

Fuente: IEA-International Energy Agency, 2009.

4.4 Transporte ferroviario y de camiones de carga

A nivel mundial, el transporte ferroviario y en camiones de carga representa el 27% de la energía utilizada en transporte en el año 2006. El 90% de esta energía fue utilizada por el transporte en camiones de carga. Para el año 2050, la IEA y la OECD estiman que el transporte de carga aumentará en 50%. La mayor parte del crecimiento se dará en los países en desarrollo.

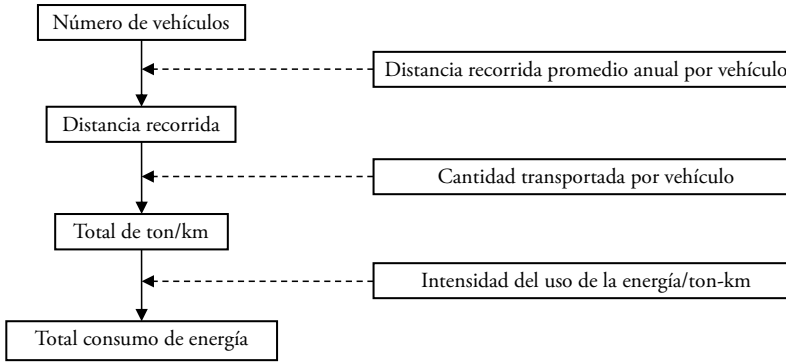
La demanda de transporte de carga depende de una serie de factores, aunque el principal determinante es el producto bruto interno (PBI) de los países. Sin embargo, hay una serie de factores que influyen tanto en la demanda de transporte de carga como en la modalidad de transporte. Incluyendo el ya citado, se pueden enunciar todos estos factores como sigue:

- Crecimiento económico (del PBI), el cual tiende a incrementar el transporte de bienes.
- Reestructuración de los sistemas logísticos. Durante los últimos años se han venido concentrando las actividades productivas, con lo que se han requerido mayores distancias a los centros de consumo.
- Un incremento muy alto de los precios del petróleo podría llevar a una desconcentración de las actividades, lo que influiría en un crecimiento menor del transporte de carga.
- Realineamiento de las cadenas de producción. La desintegración de la producción en diversos componentes (por menores costos en ciertos países y por especialización) ha resultado en un mayor transporte de carga.
- Reprogramación del flujo de insumos y productos. Con el objetivo de reducir inventarios a la vez que cumplir a tiempo con las órdenes de pedido, la frecuencia de transporte de carga ha aumentado, pero se ha reducido la dimensión de cada envío.

- Cambios en el manejo de los modos de transporte, aumentos en la dimensión de los vehículos de carga, medidas de ahorro de combustible, combinación de transporte por ferrocarril y camión influyen en diferentes direcciones en el volumen de transporte, número y tipo de vehículos, así como en el consumo de energía.

De estos factores se pueden determinar tanto la cantidad de mercadería transportada, como las distancias, la dimensión de los vehículos y la energía consumida. Esta relación se presenta en el gráfico 4.8.

Gráfico 4.8. Relaciones y variables que afectan el uso de energía en el sector transporte



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2009.

En 2005, el consumo promedio mundial de energía fue de 12 MJ/ton-km para vehículos comerciales ligeros, 4 MJ/ton-km para camiones grandes y 0.2 MJ/ton-km para ferrocarriles. La eficiencia en el consumo de energía en el transporte (energía/ton-km) es en general mayor cuanto mayor es el volumen transportado.

A pesar de la mayor eficiencia energética en el transporte ferroviario, dados los volúmenes de transporte requeridos y que el transporte ferroviario es mucho más rígido en su trayectoria, los volúmenes de carga transportados por ferrocarril en 2005 fueron del orden de 8000 billones

de ton-km, mientras que los transportados por camiones fueron 6500 billones de ton-km, lo cual representa alguna ventaja del primero sobre el segundo, pero no tan importante como la que se esperaría por el enorme ahorro de energía. Diversos analistas atribuyen esto a:

- Mayores inversiones realizadas en carreteras que en infraestructura de transporte ferroviario.
- Restricciones de licencias y tarifas a los ferrocarriles.
- Incremento del tamaño de camiones de carga.
- Requerimientos de menores volúmenes transportados en cada carga.
- Restricciones en el uso del carbón como combustible para ferrocarriles.

4.4.1 Políticas para la mejora de eficiencia energética en el transporte de carga

En primer lugar, se pueden considerar medidas de eficiencia energética en cada tipo de transporte de carga. A diferencia de los vehículos de pasajeros, las mejoras en eficiencia energética de los camiones de carga han sido relativamente bajas dado que los requisitos para reducir la contaminación influyeron en la utilización de tecnologías y equipos que reducen la contaminación, pero requieren un mayor consumo de energía. A pesar de ello, en los últimos años se ha experimentado un ahorro en el consumo de energía de aproximadamente 1% por año. Al igual que para los vehículos livianos, el consumo de energía se puede reducir más a través de una serie de medidas:

- Mejoras en la eficiencia de los motores, que se pueden lograr principalmente a través del reciclado de gases de emisión con ahorros de energía de entre 2,5% a 5%.
- Mejoras de eficiencia en los equipos auxiliares como bombas, ventiladores, compresores, transmisión con ganancia de energía en estos usos de hasta 50%.

– Mejoras aerodinámicas que podrían mejorar en 10% a 20% la eficiencia energética.
– Reducciones en la resistencia de las llantas que podrían implicar ahorros del 3,5% al 8% en el consumo de energía.
– Aumentos en la dimensión de los camiones (incluyendo *double deckers*) que podrían mejorar la eficiencia energética entre 60% y 100%.

En cuanto al transporte por ferrocarril las principales oportunidades para el ahorro de energía son:

– Incrementar el número de vagones que mejorarían el uso de energía en un 15%.
– Cambio de locomotoras que usan diésel a electricidad que resultarían en un 15% de ganancia en eficiencia energética.
– Reducción en el peso de los trenes.

Además de las medidas descritas dentro de cada modalidad de carga, se deben considerar aquellas para cambiar la estructura de los sistemas de transporte. Estas son más importantes pues su impacto sería mucho mayor. Las siguientes son consideradas como las más importantes para reducir el consumo de energía y las emisiones de CO_2:

a) Cambio de transporte de carga de carreteras a rieles: dada la necesidad de partir y llegar a usar gran número de centros de despacho y recibo es conveniente mejorar el transporte intermodal (por ejemplo, contenedores), la aplicación de nueva tecnología de información, y el empleo de técnicas de marketing más agresivas por los operadores de ferrocarriles (en gran parte estatales). Además, debe fomentarse la liberalización de mercados tanto a través de privatizaciones o concesiones, para permitir el libre acceso a las líneas con objeto de promover la competencia.

b) También, como en el caso de la China, es conveniente incrementar las inversiones en infraestructura de rieles y sistemas intermodales. Una combinación de reducción de impuestos al transporte por ferrocarril como el cobro adicional de cargos al transporte pesado por carreteras ayudaría a fomentar el uso de transporte por ferrocarril. Finalmente, la eliminación de tarifas reguladas en operaciones de transporte de carga por ferrocarriles incrementaría el interés de los inversionistas privados.

c) Aumento de carga en transporte terrestre: dichos aumentos reducirían el uso de combustible por tonelada-kilómetro. Entre las medidas por considerar se encuentran: el cobro adicional de cargos que fomentaría el mayor uso de la capacidad instalada de los vehículos de transporte de carga, permitir vehículos de mayores dimensiones y suministrar información de mejores prácticas para lograr el ahorro de energía.

d) Promoción de la eficiencia energética: consiste en medidas que incluyen la imposición de estándares mínimos de eficiencia energética, aumentos de impuestos a vehículos de menor eficiencia energética, diseminación de información de cómo mejorar la eficiencia energética, apoyo a la investigación y desarrollo para mejorar la eficiencia energética y políticas que incentiven el chatarreo de vehículos antiguos.

Estudios realizados sobre el posible impacto de estas medidas concluyen que el ahorro logrado sería de unos US$ 50 000 por camión en 13 años, los cuales cubrirían la inversión inicial de unos US$ 16 000 por camión. Ello significaría una mejora en la eficiencia energética y reducción de emisiones de CO_2 de entre un 20% y un 30%.

4.5 Transporte aéreo

En 2006, el transporte aéreo a nivel mundial representó un 11% de la energía utilizada en transporte. Los aviones utilizan naftas de tipo Turbo A-1, Turbo JP-5 y gasolina de aviación 100 LL. Esta última es usada en motores de aviación del tipo reciprocante (a pistón) y de corto fuselaje, como avionetas. La contaminación ambiental de los aviones es mayor que la de otros medios de transporte tanto por las emisiones de CO_2 como de otros elementos, vapor de agua, óxidos nitrosos y emisiones sulfurosas. A pesar de que la eficiencia en el uso de combustible en aviones ha mejorado, las emisiones de CO_2 han continuado incrementándose.

4.5.1 Medidas para la reducción en el consumo de energía

a) Mejoras tecnológicas: un número de medidas que podrían lograrse para el año 2030 incluyen mejoras aerodinámicas, reducciones en el peso de los aviones, mejoras en el diseño de motores, y mejoras en el control de tráfico y en las operaciones. El conjunto de estas podría reducir el consumo de combustible en un 40% o 50%. Estas medidas tendrían efectos ambientales positivos y negativos, como aquellas para reducir el ruido a través de ascensos más rápidos, que aumentarían el consumo de combustible.

b) Usos alternativos de combustible: algunos combustibles, si pudieran adaptarse como fuentes de energía para aviones, podrían reducir la emisión de gases. Aquellos que en la actualidad presentan mayores posibilidades son combustibles sintéticos con características similares al combustible para jets (*jet fuel*). Sin embargo, estos están aún en proceso de desarrollo.

Existen pocos estudios completos sobre el ahorro potencial de energía en aviones, la reducción de la contaminación y sus costos.

Uno de ellos sugiere que para 2025 se pueden lograr mejoras en eficiencia del 30%. Sin embargo, con el fin de lograr este resultado se tendrían que reemplazar las flotas de aviones existentes, cuyas vidas son en promedio de 30 años. Aun cuando se reduciría el impacto ambiental, los costos de reemplazo no se justificarían en términos del costo ahorrado en energía.

4.6 Transporte marítimo

El transporte marítimo representó el 9% de la energía utilizada en el transporte a nivel mundial. Aproximadamente el 83% del transporte fue internacional. Actualmente el combustible utilizado en este medio de transporte es el petróleo pesado (*heavy fuel oil*), que posee relativo bajo precio y alto contenido de azufre. Cambiarlo por otro menos contaminante significaría un gran incremento en los costos. Sin embargo, existe una variedad de posibilidades técnicas y operacionales para reducir el uso de combustible y las emisiones de CO_2.

4.7 Políticas para mejorar el consumo de energía en el transporte

Este capítulo ha presentado las tendencias en el consumo del sector energético para los diversos modos de transporte. Asimismo, ha hecho un recuento del potencial de mejora en eficiencia energética y reducción del impacto ambiental en aquellos. En resumen, las políticas para reducción del consumo de energía y del impacto en el medio ambiente son:

a) Vehículos ligeros: medidas impositivas para aumentar la eficiencia en el consumo de combustibles y otras fuentes de energía, obligación de informar sobre eficiencia e impacto ambiental de los vehículos tanto a fabricantes como a distribuidores, retiro de vehículos antiguos, campañas publicitarias para fomentar

la adquisición de vehículo eficientes, y promoción del transporte masivo. El impacto de las cuatro primeras medidas resultará además en mejoras por parte de los fabricantes en el diseño y materiales de los vehículos que, se estima, puede llevar a un 50% de ahorro en el consumo de energía.

b) Transporte de carga: imposición de estándares en el uso y consumo de energía y medidas impositivas. Fomento de transporte ferroviario a través de liberalización del transporte —incluyendo participación privada en líneas estatales— y eliminación o restructuración de tarifas para hacer más competitivo el sector.

c) Transporte aéreo y marítimo: a pesar de que existen propuestas para mejorar la eficiencia de estos sistemas de transporte, la tarea inicial debería ser la realización de mayores estudios sobre aspectos tecnológicos y económicos.

Capítulo 5
La energía para uso industrial

5.1 Usos principales de la energía en la industria según aplicaciones

El uso de la energía en la industria en lo concerniente a su aplicación es muy variado, dadas las características del sector. Así tenemos que:

a) Los procesos de alta temperatura se emplean en: el sector minero-metalúrgico, la producción de hierro y acero, el procesamiento de metales no ferrosos, ladrilleras, fábricas de cemento, fábricas de vidrio, fábricas de cerámicas y otros. Estos procesos utilizan hornos a carbón, a petróleo y a gas natural.

b) Los procesos de baja temperatura son utilizados principalmente en industrias químicas, de alimentos y bebidas, y textiles. Estos incluyen calentamiento y destilación en la industria química; horneado y separación en alimentos y bebidas; prensado y secado en manufactura de papeles; y lavado, teñido y secado en la industria textil. Estos procesos son abastecidos por diversas fuentes de energía: gas natural, petróleo y, en menor grado, electricidad.

c) La fuerza motriz se utiliza para bombas, ventiladores[1], maquinaria, compresores (para aire comprimido y refrigeración) y fajas de transporte. La principal fuente de energía en estos procesos es la electricidad.

d) La calefacción de espacios y refrigeración son los principales usos de la energía en las industrias de ingeniería (mecánica, eléctrica y ensamblaje de vehículos) y en industrias misceláneas. Las fuentes de energía son principalmente petróleo, gas natural y electricidad.

e) El secado y separación representan el uso más importante en las industrias de fabricación de papel y las imprentas. Las fuentes de energía son principalmente gas natural y electricidad.

f) La iluminación tiene como fuente de energía la electricidad.

5.2 Generalidades

El uso industrial de la energía en el año 2010 representó el 50% del consumo de energía a nivel mundial y se estima que para el año 2030 representará el 51%. Las industrias química y petroquímica, hierro y acero, papel, minerales y metales representan dos tercios del consumo industrial de energía a nivel mundial.

En el sector industrial el combustible más utilizado son los derivados del petróleo, como se puede ver en el siguiente cuadro.

[1] Principalmente en las industrias con procesos de alta temperatura y en la industria química.

Cuadro 5.1. Consumo mundial de energía en el sector industrial 2010-2040

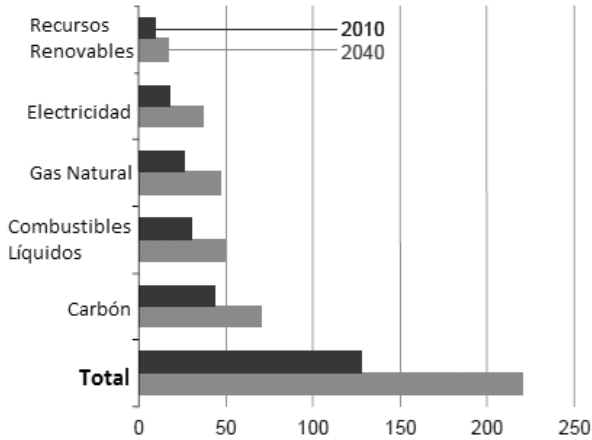
	2010		2040 (proyectado)	
	Cuatrillones de Btu	**Participación (%)**	**Cuatrillones de Btu**	**Participación (%)**
Combustibles líquidos	57.2	28,6%	82.1	27%
Gas natural	45.5	22,8%	71.7	23%
Electricidad	29.2	14,6%	50.0	16%
Energía renovable	15.2	7,6%	23.5	8%
Carbón	52.9	26,5%	79.6	26%
Total	**200.0**	**100,0%**	**306.9**	**100,0%**

Fuente: U.S. EIA - U.S. Energy Information Administration, 2013.

En el sector industrial, el crecimiento del consumo de los países que no pertenecen a la OCDE será mayor a los países que sí son parte de ella, dados los menores costos de producción y las menores restricciones ambientales. Según el ESAN (2008), en los años ochenta, los países de la OCDE representaron el 52% del consumo energético industrial mundial, cuya participación se redujo a 38% en 2008, y se estima que para 2035 representará solo el 29%. De acuerdo con el *International Energy Outlook 2013* (U.S. Energy Information Administration, 2013), el consumo de energía en el sector industrial de los países que no pertenecen a la OCDE representó el 64%, mientras que para el año 2040 se estima un 72% de participación.

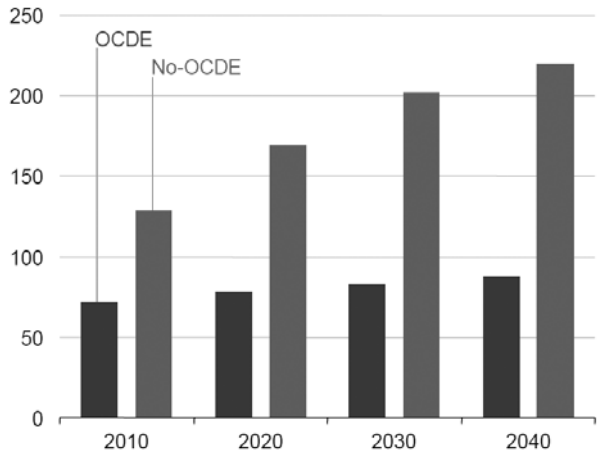
Además, se calcula que los usos del carbón y gas natural en la industria aumentarán su participación como fuentes de energía principalmente para países fuera de la OCDE, a pesar del efecto en el medio ambiente, sobre todo en Asia (ver gráficos 5.1 y 5.2). También se muestra que tanto el consumo de gas natural y del carbón se masificarán para 2040, especialmente para los países de la no OCDE, mientras que para aquellos que sí pertenecen a esta organización se incrementará el consumo de los combustibles líquidos.

Gráfico 5.1. Consumo de energía de la no OCDE, sector industrial (cuatrillón de BTU, 2010-2040)



Fuente: U.S. EIA - U.S. Energy Information Administration, 2013.

Gráfico 5.2. Evolución del consumo de energía en la OCDE y no OCDE, sector industrial (cuatrillón de BTU, 2010-2040)



Fuente: U.S. EIA - U.S. Energy Information Administration, 2013.

La descripción de los sectores más importantes que consumen energía en la industria se presenta en el cuadro 5.2, mientras que en el cuadro 5.3 se presentan los usos de la energía en los principales países.

Cuadro 5.2. Principales sectores industriales

Hierro y acero	Manufactura de acero incluyendo transformación primaria como extrusión, estampado y moldeado.
Ingeniería e industria metalmecánica	Incluye ingeniería mecánica y eléctrica así como la producción de vehículos y de metales no ferrosos.
Industria química	Cubre la producción de productos químicos básicos como fertilizantes, jabones, explosivos y fibras artificiales.
Textiles y confecciones	Preparación, hilado y tejido de fibras textiles así como confecciones, alfombras, cuero y derivados.
Alimentos, bebidas y tabaco	Incluye producción y procesamiento de alimento, bebidas y tabaco, excluyendo agricultura.
Papel e impresos	Manufactura de pulpa, papel y cartón, cajas, bolsas, junto con edición de libros, revistas y periódicos.
Minerales	Incluye canteras, vidrios, cemento, minerales y metales.

Fuente: basado en IEA - International Energy Agency, 2007.

Cuadro 5.3. Usos de la energía en los países de mayor consumo (2004), en exajoules (1 EJ = 1018 J)

Industria	China	EE.UU.	Europa Occidental	Japón	Mundo
Química y petroquímica	4.53	7.65	5.45	2.35	33.62
Hierro y acero	7.11	1.46	2.74	1.89	21.44
Minerales no metálicos	4.53	1.07	1.7	0.31	10.61
Papel y pulpa	0.66	2.24	1.52	0.37	6.45
Metales no ferrosos	0.93	0.52	0.57	0.08	4.21
Alimentos y tabaco	0.77	1.24	1.3	0.18	5.98
Maquinaria	1.11	0.85	0.82	0.36	4.25
Textiles y cuero	0.91	0.26	0.4	-	2.17
Productos de madera	0.13	0.48	0.23	-	1.36
Equipos de transporte	0.34	0.4	0.37	-	1.28
Minería	0.35	0.09	0.13	0.03	1.81
Construcción	0.39	0.08	0.35	0.15	1.41
Otros	0.72	1.09	1.62	0.95	18.65
Total	**22.48**	**17.43**	**17.20**	**6.66**	**113.25**

Fuente: IEA, 2007. Basado en Bhattacharyya, 2011.

A nivel regional, los tres mayores consumidores de energía en la industria fueron Estados Unidos, China y Europa Occidental, los cuales representan un 50% del consumo industrial de energía en el planeta (IEA, 2007). China ha representado un 80% del crecimiento de la producción industrial de los últimos 25 años y es actualmente el mayor consumidor mundial de energía para la industria (Bhattacharyya, 2011).

Un tema adicional por considerar en el uso de las diferentes fuentes de energía en la industria es que algunas de estas fuentes son consumidas por la industria para usos no energéticos. Por ejemplo, en 2009, en los Estados Unidos el consumo industrial de energía fue de 15 cuatrillones de BTU para calor y electricidad en manufactura, 4,5 cuatrillones de BTU para calor y electricidad en industrias no manufactureras (agricultura, minería y construcción) y 5 millones de BTU equivalentes para usos no energéticos (petroquímica, química, acero, etcétera).

5.3 Eficiencia energética y sustitución de la energía en la industria

El sector industrial ha mostrado grandes ahorros en el consumo de energía como resultado de una mayor eficiencia en los procesos. Por ejemplo, entre 1970 y 1996 la industria redujo su intensidad en el uso de energía en un 40% en el Reino Unido. Cuando se analiza el ahorro energético por cada tipo de industria, el ahorro fue: 40% en la industria de acero, 50% en la industria metalmecánica, 45% en la industria química, 60% en la industria de alimentos y bebidas, 50% en la industria minera y de papel, y 40% en la industria de textiles y confecciones.

Una de las principales causas del alto nivel de reducción de intensidad de energía en la industria fue el reemplazo de hornos *open hearth* por hornos a oxígeno y arcos eléctricos. Otra razón fueron las economías de escala con la construcción de hornos de mayores dimensiones. En el caso de la industria de alimentos y bebidas, los productores desarrollaron procesos menos intensivos en energía como respuesta al alza de precios de la energía.

Algunos combustibles se pueden reemplazar por otros (*switching*); con el objeto de maximizar beneficios las empresas tenderán a utilizar el combustible más económico. Sin embargo, esta posibilidad de reemplazo depende de varios factores:

a) Que esto sea posible sin mayores problemas técnicos al usar otro combustible. Ejemplo: que el nuevo combustible no ocasione un mayor daño al equipo o aumente la posibilidad de accidentes.

b) Que el costo de inversión en adaptar el equipo al nuevo combustible no reduzca el beneficio, sobre todo teniendo en cuenta que los precios entre combustibles pueden variar. Ejemplo: convertir un horno a carbón por otro a gas natural.

c) Que el nuevo combustible no resulte en mayores daños ambientales. Ejemplo: el uso del carbón tiene mayor efecto sobre el medio ambiente que el gas natural.

d) Que el nuevo combustible no altere el resultado del proceso productivo. Ejemplo, cambiar el gas natural en un secador de pintura por otro combustible puede dañar la pintura.

e) Que las condiciones comerciales no aumenten el riesgo financiero en la contratación. Por ejemplo, el industrial que consume gas natural debe firmar un contrato de mediano plazo con el abastecedor de gas natural bajo la modalidad *take or pay*, lo que significa que debe pagar por una proporción importante del gas natural contratado así no lo use.

f) La facilidad de adquirir y transportar el combustible.

g) La mayor volatilidad de precios de algunas fuentes de energía como en el caso de los hidrocarburos.

La energía es parcialmente sustituible en sus diferentes usos. Dicho reemplazo depende de los precios relativos de cada tipo de energía y de la posibilidad de utilizar la energía en cada aplicación. Por ejemplo, ya se ha visto que en los hornos de cemento se utiliza normalmente el carbón,

aunque también se puede usar gas natural. En la industria de hierro y acero se usa exclusivamente el carbón en la forma de coque. Otros altos hornos pueden utilizar carbón, hidrocarburos líquidos o gas natural.

5.4 Energía en la industria

5.4.1 Evaluación y acciones integrales para mejorar la eficiencia energética en industria y minería

En secciones anteriores se ha considerado el consumo de energía en la industria, las diferentes actividades y equipos que representan una fracción importante del consumo energético en dicho sector y algunas acciones para mejorar la eficiencia energética. En esta parte nos enfocamos, más bien, en la eficiencia energética en industria y minería de una forma integral. Se describe cómo se prepara una empresa para analizar su consumo de energía, la identificación de los procesos y las actividades que consumen más energía, el análisis específico de cada actividad, la identificación de opciones para mejorar la eficiencia energética, la evaluación económica de los cambios propuestos y la implementación de las medidas de mejora. Dado que un análisis de este tipo lo ha realizado la UNEP (United Nations Environment Programme, 2006), esta sección refleja en gran parte el análisis y casos de estudio realizados bajo dicho programa.

5.4.2 Metodología para mejorar la eficiencia energética

La metodología propuesta por la UNEP es como sigue:

1. Planeamiento y organización, que incluye la formación de un grupo responsable, preparación de un prediagnóstico, selección de áreas de mayor importancia y preparación de una propuesta de diagnóstico.
2. Preparación de un diagnóstico, lo cual incluye reuniones, diagramas de flujo de áreas seleccionadas, cuantificación de insumos,

productos y costos, y cuantificación de pérdidas energéticas a través de un balance de materiales.

3. Identificación de opciones de mejora, mediante la determinación de posibles causas de pérdidas y selección de opciones para analizar su viabilidad.
4. Realización de un análisis de factibilidad de opciones, incluyendo evaluación técnica, económica y ambiental, clasificación de opciones factibles y preparación de propuestas de implementación y monitoreo para aprobación de la alta dirección.
5. Implementación y monitoreo de los planes de acción, incluyendo reuniones con la alta dirección.
6. Preparación de propuestas de mejora continua.

Planeamiento y Organización. Incluye la preparación de un esquema organizacional y del flujo de procesos de la empresa con los insumos y productos. Se debe recolectar información del consumo y costos de energía, así como de los contaminantes. Finalmente se debe preparar una lista del equipo principal como calderos, compresores de aire y motores. A partir de esta información se seleccionan las áreas de mayor importancia que pueden consistir en toda la planta o las áreas de mayor consumo de energía.

Diagnóstico. El propósito es determinar las pérdidas y despilfarro de energía en las áreas bajo análisis. Para ello se debe preparar un flujo de los procesos involucrados, cuantificar los insumos y productos para establecer una línea base, así como las pérdidas a través de un balance de materia y energía.

Identificación de opciones. Consiste en determinar las causas de las pérdidas de energía, identificar posibles opciones de mejora[2] y seleccionar opciones para realizar un análisis de factibilidad.

[2] En lo referente a mejorar el mantenimiento, modificar los procesos/equipos, cambiar los materiales, reciclar, la modificación de productos.

Análisis de factibilidad. Este análisis presenta los requerimientos técnicos para cada opción, así como un análisis costo-beneficio de cada parte de la propuesta. Cuando es importante, se presenta también una evaluación ambiental (por ejemplo, el uso de agua en una empresa minera). El análisis costo-beneficio contempla la inversión inicial, su rentabilidad y el tiempo de su recuperación.

Implementación y monitoreo. Consiste en el desarrollo de un plan de acción que incluya la organización, recursos y plan de monitoreo.

Plan de mejora continua. Incluye una propuesta para implementar otras acciones en el futuro y hacer un seguimiento de los procesos con objeto de incorporar mejoras tecnológicas conforme estas se desarrollen.

5.4.3 Principales equipos relacionados con la producción y consumo de energía

Equipos de energía eléctrica. Estos incluyen motores eléctricos, ventiladores, sistemas de bombeo, torres de enfriamiento, aire acondicionado y refrigeración, compresores y sistemas de aire comprimido.

Equipos de energía térmica. Comprenden calentadores, sistemas de distribución y utilización de vapor, hornos, recuperación de calor residual y cogeneración.

Equipo de monitoreo. Incluye entre otros: medidores de electricidad, analizadores de combustión, termómetros, manómetros, medidores de flujo de agua, medidores de velocidad, detectores de fugas y medidores de iluminación.

5.4.4 Estudios de casos

Los siguientes planes de mejora de eficiencia energética se realizaron según el Programa de la UNEP antes mencionado. A continuación, se presenta un resumen de los aspectos principales a manera de ilustración:

Planta de productos químicos Puyat Vinyl-Filipinas:

El diagnóstico de la planta arrojó los siguientes resultados más importantes:

Cuadro 5.4. Resultados del diagnóstico a la planta de productos químicos

Trabajadores	Máquinas	Métodos
• Falta de entrenamiento • Falta de supervisión • Mantenimiento inadecuado	• Propulsores gastados • Válvulas defectuosas • Bombas inadecuadas • Motores antiguos ineficientes • Transformador no calibrado	• Diseño defectuoso de interruptores • Falta de herramientas adecuadas • Problemas de control

Fuente: United Nations Environment Programme, 2006.

Fábrica de Químicos TK Chemical Complex-Bangladés.

En el cuadro 5.5 se presenta el balance de materiales y energía, el cual arrojó los siguientes resultados y potencial de mejora:

Cuadro 5.5. Balance de materiales y energía

Recurso	Mejora potencial	Porcentaje de mejora	Ahorro potencial anual (basado en 20 000 ton/año de producción) US$ miles
Agua	10m3/ton	25%	6
Materias primas	20kg/ton	2.4%	200
Electricidad	100kWh/ton	12%	133
Combustible	22L/ton	9%	86
Cogeneración	290L/ton	100%	1200
Incremento de producción	4000 ton	20%	7
Total sin cogeneración			450
Total con cogeneración			1500

Fuente: United Nations Environment Programme, 2006.

Fábrica de cerámica Bengal Fine Ceramics Ltd Bangladés:

En este caso, el diagnóstico y recomendaciones fueron como sigue:

Cuadro 5.6. Estudio de la eficiencia energética y opciones de mejora

Observaciones	Consecuencias	Causas	Opciones
Polvo producido por manejo de materiales	Ambiente con polvo	Falta de sistema de supresión de polvo	Instalar sistema de supresión de polvo
Derrames durante el mezclado	Mano de obra requerida para limpieza y centro de trabajo sucio	Manejo impropio de materiales	Mejorar procedimiento de manejo de materiales
Derrames durante bombeo de mezcla en moldes	Mano de obra requerida para limpieza y centro de trabajo sucio	Manejo impropio de materiales	Mejorar procedimiento de manejo de materiales
Alto consumo de electricidad por ventiladores para secar productos moldeados	Alto consumo de electricidad y altos costos	Los ventiladores circulan aire húmedo resultando en secado ineficiente	Proveer aire seco externo a los ventiladores
Rechazo de productos antes del cocido en 40% debido a moldes defectuosos	Dinero y materiales desperdiciados durante molienda, mezcla y moldeo de materiales	Demoras en unir las piezas antes del moldeo	Reestructurar proceso y operaciones
Emisión de polvo durante limpieza con aire comprimido	Ambiente contaminado con polvo	Falta de lugares cerrados	Construir talleres cerrados
Fugas de combustible evaporado durante el glaseado	Pérdida de combustible y exposición del personal	No se extrae el aire durante el glaseado	Instalar sistema de extracción y control
Pérdida de calor durante el enfriamiento	Pérdida de calor resultando en costos altos	Ausencia de recuperadores de calor	Instalar sistema de recuperación de calor

Observaciones	Consecuencias	Causas	Opciones
Rechazos de productos	Pérdida económica	Problemas con manejo de materiales, alto contenido de humedad en productos finales y proceso de calor	Analizar procesos y procedimientos para reducir rechazos
Generadores de emergencia	Ruidos	Para generar electricidad en emergencias	No determinadas

Fuente: United Nations Environment Programme, 2006.

Fábrica de papel Anhui Tian Du Paper Co. Ltd. De China

La fábrica no tenía suficiente suministro eléctrico y además necesitaba un caldero más eficiente. Los directivos consideraron instalar un sistema de cogeneración que combinara producción de calor y producción de electricidad. Para ello requerían una inversión de US$2 millones con ahorros anuales de US$ 600 000. Para determinar la factibilidad del cambio hicieron un estimado del valor actualizado neto (VAN):

$$\text{VAN} = \sum_{j=1}^{10} \frac{F}{(1+i)^j} - I \tag{5.1}$$

Donde,
F: incremento flujo de caja por año
i: tasa anual de interés igual a 6%
j: vida del proyecto de 10 años

$$\text{VAN} = 0.6 \times 7.36 - 2.35 = \$2.07 \textit{ millones} \tag{5.2}$$

Es decir que el proyecto, por tener un VAN positivo, arrojaba utilidades, lo que hacía factible su implementación.

5.5 Conclusiones

Para un país, los beneficios de mejorar la eficiencia energética en la industria son: (a) aumentar la viabilidad económica de los sectores industriales y mineros; (b) reducir la dependencia del país en el consumo de energía; y (c) reducir las emisiones de gas que causan el efecto invernadero y de las emisiones de otros contaminantes.

En el caso de empresas industriales, dado que se trata de unidades integrales, es conveniente realizar un diagnóstico integral de las operaciones con objeto de obtener resultados efectivos en la mejora de eficiencia energética. Por ejemplo, no es recomendable mejorar la eficiencia de una caldera cuando después de un análisis integral se podría concluir que es más conveniente cambiar todo el proceso.

Parte II
Economía de las fuentes de producción de energía

Capítulo 6
El mercado del petróleo

Generalidades

En este capítulo se presentan las características generales del petróleo y sus productos, seguido por la evolución histórica del petróleo. Esto último es necesario para poder comprender los factores políticos y económicos que han determinado la evolución del mercado respecto a la participación de empresas y países productores, la política internacional y la evolución tecnológica. La participación en la producción mundial de los diversos bloques económicos, las variaciones en la oferta, las medidas de política que han tomado diversos países y la evolución de precios del petróleo son el resultado de la interacción y evolución de dichos factores.

6.1 ¿Qué es el petróleo? Los hidrocarburos

El petróleo está compuesto por diversos hidrocarburos, que son moléculas enlazadas en forma de cadenas que contienen uno o más átomos de carbono combinados con átomos de hidrógeno (véase el cuadro 6.1).

Se clasifican de acuerdo con el número de átomos de carbono: cuando están conformados de uno o dos se conocen como gas natural; cuando los componen tres o cuatro se denominan gas licuado de petróleo o GLP; cuando tienen de seis a ocho átomos se conocen como gasolinas; aquellos de más de ocho átomos de carbono se llaman nafta, gasóleo, diésel; y otros, según el porcentaje de participación de cada cadena.

Cuadro 6.1. Hidrocarburos según su clasificación

	Fórmula	Denominación
Metano	CH_4	Gas natural
Etano	C_2H_6	Gas natural
Propano	C_3H_8	Gas licuado de petróleo
Butano	C_4H_{10}	Gas licuado de petróleo
Hectano a octano	C_7H_{16} a C_8H_{18}	Gasolina
Octano a dodecano	C_8H_{18} $C_{12}H_{26}$	Diésel

La teoría más aceptada sobre el origen de los hidrocarburos es la «orgánica», que postula que estos se originaron por la descomposición de los restos de animales y algas microscópicas acumuladas en el fondo de las lagunas y en el curso inferior de los ríos. Debido a este origen marino, el petróleo suele estar acompañado por agua salada.

El gas natural es un combustible gaseoso, compuesto principalmente por metano y etano. La densidad relativa del metano es de 0.55 kg/m^3 y del etano 1.04kg/m^3 (aire: 1.225 kg/m^3 a 15°C). El gas natural puede acompañar como gas a los líquidos extraídos en la perforación de pozos de petróleo o directamente a aquellos pozos cuya composición principal contiene estos compuestos.

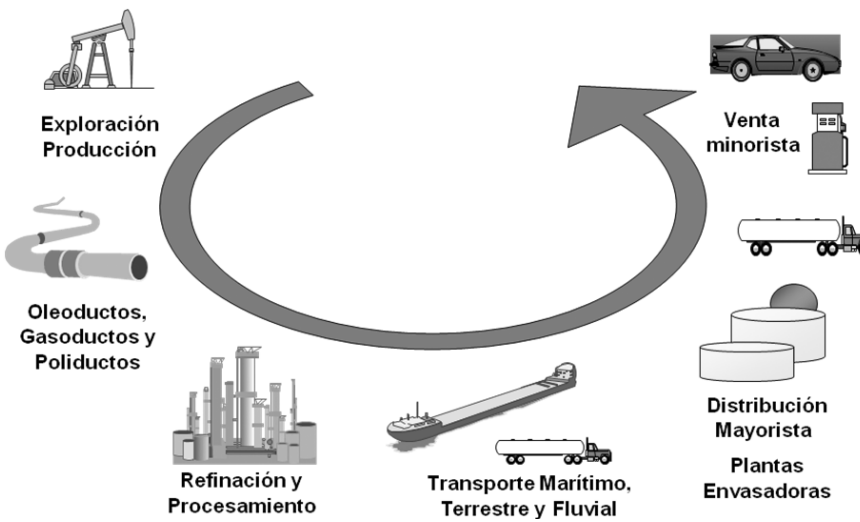
El petróleo es un líquido viscoso cuyo color varía entre amarillo y pardo oscuro hasta negro, con reflejos verdes. Además, tiene un olor característico y flota en el agua. Este incluye combustibles líquidos como son butano, propano y octano, cuya densidad puede variar entre 0.75 a 0.95 kg/m^3.

6.2 La cadena del petróleo

Con el fin de poder apreciar la evolución del mercado de petróleo es importante conocer las diferentes etapas y productos en su procesamiento. El procesamiento del petróleo requiere varias etapas o procesos hasta su uso final, las cuales se resumen en el gráfico 6.1. Estas son:

- Exploración que consiste en la búsqueda de yacimientos
- Explotación o la extracción del petróleo del subsuelo
- Refinación a través de diversos procesos de separación de los componentes en gas GLP, gasolinas, naftas, diésel y otros
- Venta mayorista a los canales de distribución
- Venta minorista de gasolina y diésel para vehículos
- Envase de GLP en balones para dicho producto seguido de la venta minorista al público.

Gráfico 6.1. La cadena del petróleo



Las etapas de procesamiento del petróleo, así como las características de los diferentes productos se describen en el siguiente capítulo. A continuación, se realiza un resumen de la evolución del mercado de petróleo basada en varias fuentes, entre las que destacan los aportes de Yergin (1991).

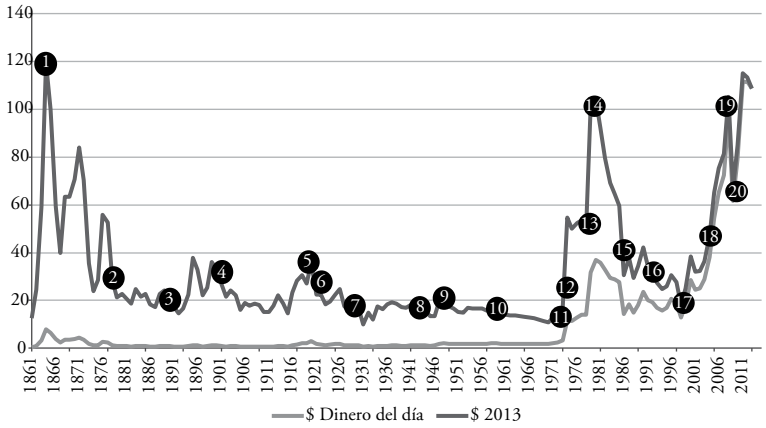
6.3 Evolución del mercado de petróleo

Los principales eventos geopolíticos y económicos que han influido en el mercado de petróleo se muestran en el gráfico 6.2, que refleja las fluctuaciones de precios como consecuencia del comportamiento de la economía mundial, el desarrollo de la producción de petróleo y el impacto de guerras e intervenciones políticas de los bloques económicos. La presente sección describe el desarrollo e impacto de estos eventos.

Principales eventos en el mercado de petróleo

En las últimas tres décadas del siglo XX se dieron una serie de cambios profundos en los patrones de consumo mundial de energía por el crecimiento de las economías y por las alzas del precio del crudo (shocks petroleros) asociadas a conflictos políticos y militares. La recesión, luego del embargo petrolero de 1973, redujo el consumo de petróleo a nivel mundial, principalmente en EE.UU. Los países en vías de desarrollo se vieron afectados drásticamente por la subida de precios, dada su base industrial y tecnológica altamente dependiente del crudo. Los recursos financieros producto de la renta petrolera fueron absorbidos por estos países en la forma de préstamos: crisis de la deuda externa de 1982. Se implementaron planes de ahorro y conservación de la energía, así como programas de reconversión tecnológica y sustitución del petróleo por fuentes renovables.

Gráfico 6.2. Eventos geopolíticos y económicos que afectaron el precio del petróleo crudo, 1961-2013 (dólares por barril)



1. Boom del petróleo de Pensilvania.
2. Comienzo de las exportaciones rusas.
3. Comienzo de la producción de Sumatra.
4. Descubrimiento de Spindletop, Texas.
5. Temores de escasez en EE.UU.
6. Crecimiento de la producción de Venezuela.
7. Campo descubierto al este de Texas.
8. Reconstrucción de la posguerra.
9. Pérdida de suministros iraníes.
10. Crisis del Suez.
11. Las reservas de EE.UU se agotan.
12. Embargo petrolero árabe.
13. Revolución iraní.
14. Guerra Irán-Irak.
15. Sauditas abandonan el rol Equilibrador.
16. Irak invade Kuwait y crisis financiera en Asia.
17. Recorte de producción de la OPEP de 1.7 mmbpd.
18. Nueve a once ataques.
19. Colapso financiero global.
20. Recorte de producción de la OPEP de 4.2 mmbpd.

Fuente: adaptado en U.S. Energy Information Administration, Thomson Reuters y BP - British Petroleum, 2014a.

Reconstrucción de posguerra. Luego de la Segunda Guerra Mundial, las «Siete hermanas» (Exxon, Chevron, Shell, British Petroleum, Texaco, Mobil y Socal) mantuvieron un pacto de mantenimiento de precios y cuotas de producción.

Conflicto del Canal Suez (primer conflicto árabe-israelí). El presidente egipcio Nasser nacionalizó el canal, que era de propiedad de franceses y británicos para bloquear el paso de los barcos israelíes en esa zona, así como los embarques de petróleo a la zona europea.

La Guerra de los Seis Días (segundo conflicto árabe-israelí). Permitió a Israel ocupar territorios árabes con potencial petrolero y bloquear el canal de Suez, lo que provocó el corte en el abastecimiento del crudo a la zona del mediterráneo (Europa).

Crisis de 1973 (tercer conflicto árabe-israelí). Los miembros árabes de la OPEP introducen recortes a sus exportaciones de crudo, principalmente a Estados Unidos y Holanda, y exigen el retiro de Israel de los territorios ocupados en junio de 1967. Se produce el «embargo petrolero» de los países árabes a EE.UU. por su apoyo a Israel en el conflicto árabe-israelí de Yom Kippur. Los precios del crudo árabe ligero se incrementan de 2.75 en 1973 a 10.8 dólares por barril en 1974, casi cuatro veces.

Crisis de 1979. La revolución iraní y el derrocamiento del Shah de Irán crearon las condiciones propicias para una nueva alza del petróleo en 1979. La OPEP introdujo recortes a su producción en un ambiente de gran especulación, lo que hace que el precio del petróleo se incremente de 12.70 dólares en 1978 a 27.0 en 1980, más del 100%.

Precios *netback* y primer episodio de baja drástica de precios en 1986. Luego de 1979 se da un periodo de ajustes graduales a la baja en los precios a consecuencia de la mayor participación de la producción de crudo no OPEP y la disminución en la demanda. Intensa competencia entre los propios miembros del cártel por mantener sus cuotas. Arabia Saudita, que jugaba el papel de productor residual, acomodando su producción para sostener los precios de mercado, decide recuperar posiciones introduciendo precios *netback*; esto es, precios determinados a partir de asegurar cierto margen de refinación negociado con sus clientes. Los precios del petróleo caen de 28.50 en 1985 a 14.38 dólares por barril en 1986.

Guerra del Golfo Pérsico de 1990. La invasión de Irak a Kuwait, en 1990, llevó al precio a subir de 14.6 dólares por barril de crudo tipo Brent en mayo de 1990 a 31.28 dólares por barril en octubre del mismo año. Sin embargo, a diferencia de los shocks anteriores, las consecuencias de la llamada Guerra del Golfo resultan transitorias y el precio del petróleo regresa a sus niveles previos en febrero de 1991.

Crisis asiática y el Fenómeno de El Niño de 1997. En lo que parecía un ambiente favorable a la recuperación de precios a partir de 1994, por las restricciones a la exportación de Irak después de la Guerra del Golfo y la reducción drástica en la producción de Rusia, el precio del petróleo sufre un nuevo shock a la baja en 1997. Esta vez los disparadores son la crisis económica y financiera de los países de Asia que muestra sus primeros síntomas en julio de dicho año, y los efectos sobre la demanda de petróleo del fenómeno climatológico conocido como El Niño. El precio del petróleo disminuye de niveles de 24 dólares por barril de crudo Brent en octubre de 1996 a 12 dólares por barril en agosto de 1998.

Invasión de Irak por parte de EE.UU. en 2003. La política contraterrorista iniciada por EE.UU. luego de los atentados del 11 de setiembre de 2001 llevó a este país a iniciar la invasión de Irak para derrocar al dictador Saddam Hussein. La guerra cortó el despacho del crudo iraquí y generó una contracción de la oferta y un incremento de la especulación en los mercados de *commodities* y financieros que llevaron el precio del crudo a niveles nunca antes vistos (43 US$/Ba a fines de 2003). Este conflicto fue el detonante para una escalada alcista de precios que ha elevado las cotizaciones a valores históricos (74US$/B en mayo de 2006).

6.3.1 Los inicios: la demanda en electricidad y transporte

Desde 3000 a.C. el petróleo era conocido en Mesopotamia, donde el bitumen se utilizaba para cubrir las grietas. También se utilizaba con fines bélicos, con el nombre de *fuego griego*.

A mediados del siglo XIX, el petróleo se utilizaba principalmente para producir kerosene para la iluminación. En EE.UU., 34 empresas

del país producían kerosene por un valor total de US$ 5 millones por año. En 1866, se construyeron los primeros ductos de madera para transportar petróleo y en 1870 comenzó a funcionar la primera bolsa de petróleo.

El desarrollo de la industria de petróleo en EE.UU. estuvo sujeto al control del mercado por parte de los principales productores. En 1865, John D. Rockefeller adquirió de su socio el control de la refinería que habían construido en Cleveland, Ohio. Cinco años más tarde, Rockefeller, Flagler y otros socios compraron las empresas de varios competidores y fundaron la Standard Oil, la cual adquirió renombre internacional como empresa relacionada con la iluminación de las ciudades. Con sus líneas de ferrocarril en la costa este de Florida, dicha empresa ofrecía descuentos en el transporte de petróleo de sus productos, lo que afectaba a la competencia.

El principal competidor de EE.UU. en el mercado mundial era Rusia. Desde antes del siglo XII, se conocía la extracción de petróleo en Bakú —región de dicho país—, utilizado para producir calor. En 1829 existían 82 pozos artesanales, aunque la industria no experimentaba mayor desarrollo por su lejanía con los centros de consumo, la falta de infraestructura y las dificultades burocráticas. Para resolver este problema, en 1870 el gobierno ruso abrió el área al sector privado nacional y extranjero; en respuesta, en 1873 Ludwig Nobel construyó grandes refinerías y adquirió una flota de buques tanque. El efecto fue que la producción de petróleo en Rusia pasó de 600 000 barriles por año a 10.8 millones de barriles por año a fines de la década de 1870 y el número de refinerías en Bakú pasó de 20 pequeñas a 200 de mayor dimensión durante dicho periodo. El desarrollo continuó gracias a un préstamo de los Rothschild para completar el ferrocarril de Bakú, quienes fundaron una empresa petrolera como competencia de perteneciente a los Nobel.

6.3.2 El impacto de la electricidad y el transporte en la industria del petróleo (1870-1910)

Hasta fines del siglo XIX, la iluminación provenía de kerosene, gas y velas, las cuales ocasionaban serios problemas de contaminación. Esta situación cambió a partir de 1877, cuando Tomas Edison inventó la iluminación eléctrica utilizando focos incandescentes. Ya en 1882 demostró las ventajas de su nueva invención al iluminar el edificio de su banquero con un motor eléctrico a petróleo conectado a un sistema de cables eléctricos y focos incandescentes. Como resultado, para 1885 se utilizaban 250 000 focos en EE.UU., cifra que en 1902 llegó a 18 millones. La industria del kerosene, al ser reemplazada por la electricidad que utilizaba gasolina y *fuel oil*, fue disminuyendo en importancia, hasta limitarse a las áreas rurales.

En paralelo con el desarrollo de la electricidad, se desarrolló también la industria del automóvil, que anteriormente había sido a escala artesanal. Henry Ford, el ingeniero jefe de la empresa de iluminación de Edison, desarrolló la producción en masa del modelo T de la Ford, haciendo los vehículos asequibles a gran parte de la población. La venta de automóviles, que era de 8000 vehículos por año en 1900, llegó a 902 000 vehículos por año en 1912.

El incremento sustancial en los usos del petróleo dio lugar a que las empresas petroleras buscaran nuevas fuentes de este recurso tanto en los EE.UU. como a nivel mundial.

6.3.3 El comienzo de una nueva era: disolución de monopolios en EE.UU., nacimiento de la industria del petróleo en el Medio Oriente y desarrollo tecnológico (1910-1927)

A partir de 1910 empezó una nueva era, resultado de una serie de coincidencias: el desarrollo de la industria automotriz, la disolución de la Standard Oil bajo la Ley Antitrust, la aparición de nuevas empresas a nivel internacional, el descubrimiento de petróleo en el Medio Oriente

y los avances tecnológicos en la refinación de petróleo, principalmente el craqueo catalítico.

A pesar de que en 1909 apareció un nuevo grupo petrolero —la Gulf Oil de Texas—controlado por los Mellon, el gobierno norteamericano consideraba que la Standard Oil poseía un control preponderante en la industria de petróleo. Por ello, en dicho año, la Corte Federal ordenó su disolución bajo la Ley Antitrust.

Ley Antitrust Sherman

En 1890, el Congreso aprobó la primera ley antimonopolio, la Ley Sherman —promulgada por el senador John Sherman— como un «principio general de libertad económica con miras a preservar la competencia libre y sin trabas como regla del comercio».

El espíritu de esta ley contempla dos grandes ítems:

- Declara ilegal todo contrato, combinación en forma de trust o de otro tipo, o conspiración para restringir el comercio interestatal y exterior.
- Toda persona que monopolice o intente monopolizar, combinar o conspirar con cualquier otra persona o personas, para monopolizar cualquier parte del comercio interestatal y exterior, será considerada culpable de un delito.

La ley no prohíbe todas las restricciones del comercio, solo aquellas que no son razonables. Por ejemplo, un acuerdo entre dos personas para formar una alianza restringe el comercio, pero no puede hacerlo sin razón y por lo tanto puede ser legal bajo las leyes antimonopolio. Por ello, la Corte Suprema, al ver estos defectos de la ley, en 1914 aprobó dos leyes de antimonopolio adicionales.

Asimismo, las sanciones por violación de la Ley Sherman pueden ser graves, pues la mayoría de las acciones de cumplimento son civiles; es también una ley penal, de manera que los individuos y empresas que la transgreden pueden ser procesados por el Departamento de Justicia.

El principal problema de implementar el mandato bajo la Ley Antitrust era cómo dividir la empresa. La Standard Oil transportaba más de 20% del petróleo producido en Pensilvania, Ohio e Indiana; refinaba más del 75% del petróleo producido en EE.UU.; era dueña de más de la mitad de los carros tanque de ferrocarril; estaba encargada de la distribución de más del 80% del kerosene doméstico; tenía una diversidad de productos, y poseía una flota de 78 buques y 19 barcos a vela. La solución que se encontró fue la separación de la Standard Oil en varias empresas independientes: Standard Oil de Nueva Jersey, con casi la mitad del valor total, se convirtió en Exxon; Standard Oil de Nueva York, con 9% del valor total, en Mobil; Standard Oil de California, en Chevron; Standard Oil de Ohio se convirtió en el brazo norteamericano de British Petroleum; Standard Oil de Indiana pasó a ser AMOCO; Continental Oil se transformó en CONOCO, y Atlantic, en ARCO y luego en SUN. Estas empresas fueron más tarde conocidas como las «siete hermanas».

Por otra parte, la competencia se hizo más fuerte al otro lado del océano. En aquella época, Shell y Royal Dutch controlaban más de la mitad de las exportaciones de Rusia y del Lejano Oriente. Para evitar una guerra de precios, en 1907, ambas empresas se unieron bajo el nombre de Royal Shell, que luego cambió de nombre a Shell. Winston Churchill, quien estaba interesado en mantener la dominación británica en el Golfo Pérsico, creó la empresa Anglo-Persian, y propuso al Parlamento inglés que dicho país adquiriera el 51% de la empresa. Además, en 1927, un consorcio de Anglo-Persian, Shell y un grupo de empresas norteamericanas perforaron el primer pozo de petróleo en Irak, a partir de lo cual lograron una producción de 95 000 barriles por día.

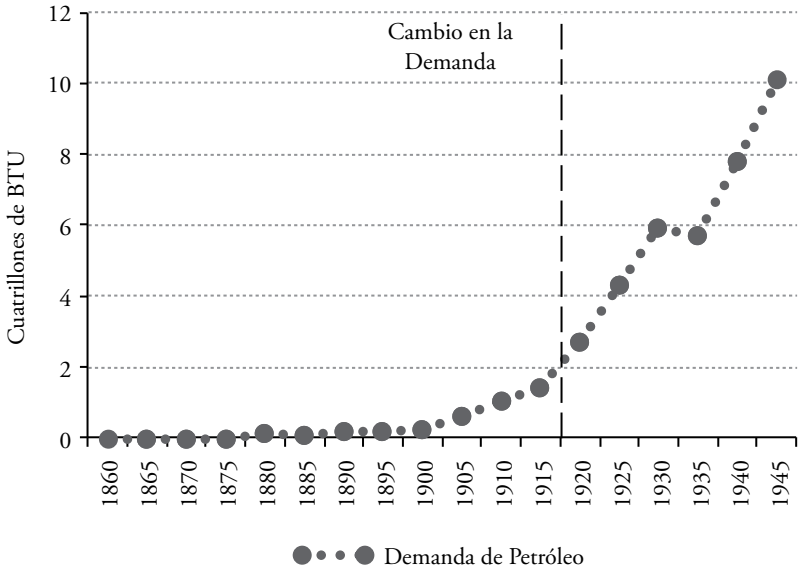
Por aquella época se dio un desarrollo tecnológico importante que aumentó sustancialmente la producción de gasolina que se obtenía a partir de un barril de petróleo. Con el *know-how* existente a la fecha,

el rendimiento de gasolina de un barril de petróleo era del 15% al 18% del total. En 1909, William Burton, jefe de producción de Standard Oil, desarrolló una técnica para romper las moléculas largas de bajo valor de hidrocarburos en moléculas de gasolina, que fue conocida como el craqueo del petróleo. Como resultado de la mayor producción de gasolina al emplear esta nueva técnica en las refinerías, el precio de la gasolina, que era de 17 centavos por galón en 1911, bajó a 9.5 centavos por galón en 1913, lo que facilitó el desarrollo de la industria automotriz.

El mayor poder adquisitivo de los habitantes en EE.UU. y otros países industriales, junto con los menores precios de la gasolina, fue acompañado por cambios estructurales en la forma de vida de la población. A esto se sumaron iniciativas como la de Dwight Eisenhower, capitán del ejército norteamericano, quien en julio de 1919 decidió iniciar una caravana a través de su país para demostrar el potencial del transporte motorizado y dramatizar la necesidad de mejores carreteras. En ese mismo periodo, dejó Washington con 42 camiones, autos de pasajeros y un complemento de motocicletas, camiones tanque y talleres móviles, y llegó a San Francisco el 6 de setiembre en medio de una gran ovación.

Estos factores resultaron en una gran transformación de la industria automotriz. En 1916 había 3.4 millones de automóviles registrados en EEUU; para fines de 1920 estos llegaban a 23 millones. Los pueblos florecían con talleres y estaciones de gasolina, puestos de comida y lugares de descanso. En esa fecha, el 78% de los automóviles se encontraban en EE.UU. En dicho país había cinco personas por vehículo comparadas con 30 en Inglaterra y Francia, 102 en Alemania y 700 en Japón. El efecto de estos cambios en la industria petrolera fue dramático: la demanda total de petróleo en EE.UU. pasó de un millón de barriles diarios en 1920 a 2.6 millones de barriles diarios en 1929. En aquella época la gasolina y el *fuel oil* representaban ya el 85% de los productos de petróleo.

Gráfico 6.3. Demanda estimada de petróleo en los Estados Unidos, 1860-1945



Fuente: basado en Base de Datos de la U.S. Energy Information Administration.

6.3.4 El Desarrollo de Nuevas Fuentes Mundiales de Petróleo desde 1920

Como se ha indicado anteriormente, frente el crecimiento dinámico del consumo, las empresas productoras de petróleo durante la década de 1920 se mostraban preocupadas por encontrar nuevas fuentes a nivel mundial. Venezuela era el primer país de la lista, pues el clima político era favorable en contraste con el de México. El dictador venezolano, Juan Vicente Gómez, si bien buscaba enriquecerse, respetaba los acuerdos con las empresas. Como resultado, Venezuela paso a ser el segundo país productor de petróleo a nivel mundial en 1929 y se convirtió en el mayor productor de Royal-Shell y en el mayor abastecedor del Reino Unido, seguido por Persia y EE.UU.

Las condiciones para el desarrollo del petróleo eran también favorables en el Medio Oriente. Muchos de los países de aquella región habían experimentado grandes cambios al dejar de formar parte del Imperio otomano que había sido desmembrado al terminar la Primera Guerra Mundial. El sheikh de Baréin había otorgado una concesión de petróleo al mayor neozelandés Holmes, quien vendió sus derechos a SOCAL. Esta empresa encontró petróleo en 1932 e inició el desarrollo petrolero en la Península arábiga. Por su parte, Ibn Saud, heredero de la dinastía saudí, restablecida después de la caída del Imperio otomano, necesitaba financiamiento para el desarrollo económico de su país. SOCAL mostró interés en obtener una concesión y logró un acuerdo con el ministro de Finanzas de Ibn Saud a cambio de un pago anual. En 1938, encontró grandes cantidades de petróleo. Por su parte, Kuwait que, desde su creación en 1756, había mantenido su independencia del Imperio otomano mediante el pago de tributos, se encontraba en dificultades financieras debido a la Gran Depresión Mundial y a sus necesidades de protegerse de sus vecinos: Arabia Saudita, Irak —que decía ser dueño de Kuwait— y Persia —que desconocía la legitimidad de dicho país—. Por ello, en 1934 celebró un acuerdo de concesión con un *joint venture* entre Gulf y Anglo Persian, bajo el cual el sheikh recibía un pago anual y un monto adicional dependiendo del volumen de petróleo que se extrajera.

6.3.5 Los cambios después de la Segunda Guerra Mundial (1944-1950)

En 1945, en EE.UU. existían 26 millones de autos, y en 1950, 40 millones, por lo que las ventas de petróleo aumentaron 42%. Las reservas en EE.UU. se habían incrementado en 42% en dicho periodo, pero, aun así, aquel país no se podía autoabastecer como lo había hecho anteriormente. Por otra parte, la demanda de petróleo en Europa creció considerablemente con la destrucción de sus instalaciones carboníferas

durante la guerra. Este problema, junto con las lecciones de la guerra y la importancia adquirida por el petróleo, definieron como objetivo mantener el acceso al petróleo como elemento clave para la seguridad de EE.UU., Gran Bretaña y Europa. Para ello, EE.UU. dirigió su atención al Golfo Pérsico, que producía solo 5% de la producción mundial comparado con el 63% de EE.UU., que, sin embargo, poseía grandes reservas no explotadas.

En 1944, las reservas reportadas de Irán, Irak, Arabia Saudita, Kuwait y Catar eran del orden de cinco mil millones de barriles, pero se pensaba que las verdaderas reservas llegaban a trescientos mil millones. Para explotar este potencial, ARAMCO, una *joint venture* entre SOCAL y TEXACO, se unió como socio con Jersey y Socony, y se celebró un acuerdo con la Irak Petroleum Co., conformada por Shell, Anglo Iranian, CFP de Francia y Gulbenkian. Por su parte, Gulf Oil, que poseía la mitad de las acciones de Kuwait Oil Company, llegó a un acuerdo con Shell, que incluía la producción de Kuwait y los mercados de la India y Medio Oriente. Un tercer acuerdo involucró un convenio de explotar los yacimientos de Irán entre Anglo Iranian, Jersey y Socony.

6.3.6 Los desafíos políticos en la década de 1950

Los años cincuenta se caracterizaron por grandes cambios en las relaciones entre las empresas petroleras y los países productores, pues estos últimos querían una mayor participación en los beneficios provenientes del petróleo. Uno de los primeros en reaccionar fue el gobierno saudí, que en 1949 reclamó a ARAMCO por los impuestos que pagaba a EE.UU. por la producción de petróleo de Arabia Saudita, que eran mayores que las regalías que recibía este último. Después de largas negociaciones, en 1951 llegaron a un acuerdo, cuyo resultado fue que el gobierno saudí durante dicho año recibió US$ 110 millones, mientras que el gobierno norteamericano recibió solo US$ 6 millones.

En 1954, la situación en Irán se deterioró como resultado del asesinato del Shah y el establecimiento de un nuevo gobierno. Como consecuencia, el petróleo de dicho país, operado por Anglo Iranian, pasó a ser de propiedad de Irán bajo un acuerdo con un consorcio conformado por Anglo Iranian, Shell, un grupo de empresas norteamericanas y CFP, según el cual este administraría la industria petrolera y compraría toda la producción.

La situación en Medio Oriente empeoró cuando en 1956, Dulles, secretario de Estado de EE.UU., canceló un préstamo a Nasser para construir un dique en el Nilo, porque los congresistas norteamericanos temían la competencia del algodón egipcio con el norteamericano, además de que los egipcios no querían reconocer a Israel. Como consecuencia, Nasser tomó el Canal de Suez, en respuesta a lo cual los británicos, franceses e israelíes atacaron el canal y, en represalia, Arabia Saudita y Kuwait convocaron a un embargo petrolero. La crisis se resolvió con el retiro de las tropas francesas y británicas. Pero surgió otro problema: en 1958, Nasser promovió una revolución en Irak que resultó en el asesinato del rey Faisal II y en una revisión drástica de la concesión de Irak Petroleum Company. El presidente norteamericano Eisenhower y el primer ministro británico Mac Millan llegaron a la conclusión de que, con el fin de evitar futuros riesgos, debían defender la independencia de Kuwait y de otros estados del golfo contra cualquier golpe de Estado. Además, Estados Unidos, con el fin de reducir la dependencia energética del Medio Oriente, promovió la construcción de ductos de gas natural en EE.UU., del sudoeste al noroeste y a Nuevo México, y de West Texas a Los Ángeles.

En tal contexto, EE.UU. continuó con su política energética con consecuencias negativas para el futuro. En 1959, Eisenhower firmó un decreto que establecía cuotas de importación de petróleo para proteger a los productores domésticos, lo que afectó a Venezuela, que exportaba a dicho país el 40% de su producción de petróleo. Con ello, los precios en EE.UU. resultaban mayores que los del mercado internacional en un 60-70%.

6.3.7 La creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)

Los años sesenta y setenta fueron épocas de gran crecimiento de la producción de petróleo para responder al crecimiento del consumo. Durante dicho periodo, EE.UU. pasó de producir siete millones de barriles diarios en 1960 a 9.6 millones de barriles diarios en 1970; pero el Medio Oriente experimentó un crecimiento mucho mayor, al pasar de producir 5.3 millones de barriles diarios en 1960 a 13.8 millones de barriles diarios en 1970. En aquellos años, el crecimiento del consumo de petróleo en EE.UU. aumentó de 10 a 15.3 millones de barriles diarios: el de Europa Occidental, más de tres veces de 3.8 a 12.3 millones de barriles diarios, y el de Asia-Pacífico de 1.7 millones a 6.7 millones de barriles diarios. Como consecuencia, las exportaciones de petróleo crudo de Medio Oriente pasaron de 7.5 millones de barriles diarios en 1960 a 12.1 millones de barriles diarios en 1970, que en ese momento representaron más del 50% de las exportaciones mundiales de petróleo y casi el 25% del consumo mundial de petróleo (ver cuadros 6.2-6.4).

A pesar del crecimiento del consumo, en la década de 1960 había exceso de oferta y el número de empresas productoras había aumentado. Además, como resultado de la necesidad de ganar mercados para financiar su desarrollo industrial, Rusia decidió reducir sus precios en 1960. La Standard Oil reaccionó reduciendo, en julio 1960, su precio de productor de Medio Oriente en un 7%, y otras empresas la siguieron. En respuesta a esta reducción de precios que afectaba sus economías, los países productores de petróleo, que para entonces ya representaban el 80% de las exportaciones de petróleo, se reunieron en Bagdad y crearon la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cuyo principal objetivo era defender los precios del petróleo.

Cuadro 6.2. Demanda de petróleo crudo de los principales países por región, 1960-2013

Demanda (1000 b/d)	1960	1970	1980	1990	2000	2013
Norteamérica	**11 037**	**16 866**	**19 493**	**18 727**	**21 707**	**21 194**
Estados Unidos	10 181	15 339	17 593	16 988	19 691	18 900
Canadá	854	1525	1897	1737	2014	2291
Otros	2	2	2	2	3	3
América Latina	**1377**	**2848**	**4641**	**5442**	**7252**	**9267**
Brasil	270	530	1183	1394	2159	3013
México	84	487	1179	1754	2096	2105
Otros	1023	1831	2279	2294	2997	4149
Este de Europa y Eurasia	**2539**	**5965**	**10 498**	**9953**	**4925**	**5695**
Rusia	1673	3203	5159	5049	2698	3435
Polonia	45	162	342	283	411	496
Otros	821	2600	4997	4621	1816	1764
Oeste de Europa	**3831**	**12 277**	**13 989**	**13 381**	**14 841**	**13 004**
Alemania	631	2666	2970	2682	2767	2405
Francia	561	1870	2235	1826	2001	1729
Otros	2639	7741	8784	8873	10 073	8870
Medio Oriente	**311**	**688**	**2095**	**3337**	**4729**	**8051**
Arabia Saudita	20	63	602	906	1410	2994
Irán	70	190	586	1022	1220	1776
Otros	221	435	907	1410	2100	3281
África	**556**	**804**	**1459**	**1939**	**2360**	**3550**
Argelia	23	42	115	196	192	377
Egipto	99	117	259	453	511	756
Otros	434	645	1085	1291	1656	2417
Asia y Pacífico	**1743**	**6776**	**10 766**	**13 931**	**20 680**	**29 246**
China	123	571	1747	2306	4676	10 068
Japón	535	3921	4992	5316	5515	4545
Otros	1085	2284	4026	6309	10 488	14 633
OPEC (%)	**1.62**	**1.54**	**4.07**	**5.68**	**6.65**	**10.03**
Total mundial	**21 394**	**46 224**	**62 941**	**66 710**	**76 495**	**90 006**

Fuente: Reportes Anuales de la OPEC.

Cuadro 6.3. Oferta de petróleo crudo de los principales países por región, 1960-2013

Oferta (1000 b/d)	1960	1970	1980	1990	2000	2013
Norteamérica	**7599**	**10 963**	**9891**	**8562**	**7213**	**8822**
Estados Unidos	7035	9659	8597	7355	5822	7441
Canadá	564	1305	1294	1207	1392	1381
América Latina	**3725**	**5175**	**5574**	**6872**	**9316**	**9680**
Venezuela	2846	3708	2165	2135	2891	2789
México	265	420	1937	2548	3012	2522
Otros	614	1047	1473	2189	3413	4369
Este Europa y Eurasia	**3207**	**7235**	**12 088**	**11 275**	**7631**	**12 757**
Rusia	2683	6316	10 760	10 100	6246	10 147
Kazajstán	107	252	430	433	602	1373
Otros	417	667	899	742	783	1238
Oeste de Europa	**306**	**469**	**2519**	**4085**	**6287**	**2722**
Noruega	0	0	523	1646	3183	1464
Reino Unido	2	2	1611	1835	2427	793
Otros	304	468	385	604	678	465
Medio Oriente	**5330**	**13 779**	**18 345**	**16 077**	**21 410**	**23 835**
Arabia Saudita	1314	3799	9901	6413	8095	9637
Irán	1068	3829	1467	3135	3661	3575
Otros	2949	6151	6977	6529	9655	10 622
África	**282**	**6032**	**6062**	**5966**	**6746**	**7640**
Nigeria	17	1083	2058	1727	2054	1754
Angola	1	84	150	474	736	1701
Otros	264	4865	3854	3766	3956	4185
Asia y Pacífico	**551**	**1544**	**4878**	**6241**	**7259**	**7386**
China	18	210	2169	2766	3228	4164
India	17	139	182	669	646	756
Otros	517	1195	2527	2806	3385	2467
OPEC (%)	**39.39**	**49.86**	**42.59**	**36.36**	**41.91**	**43.39**
Total mundial	**21 001**	**45 198**	**59 357**	**59 078**	**65 863**	**72 842**

Fuente: Reportes Anuales de la OPEC.

Cuadro 6.4. Exportaciones de petróleo crudo por región y países de la OPEP, 1960-2013

	1960	1970	1980	1990	2000	2013
Norteamérica	**124**	**676**	**475**	**763**	**1231**	**2137**
Canadá	-	-	195	654	1180	2018
Estados Unidos	-	-	281	109	52	119
América Latina	**2140**	**2572**	**2515**	**3052**	**4871**	**4412**
Venezuela	-	-	1287	1242	2004	1937
México	-	-	921	1339	1843	1271
Otros	-	-	307	471	1024	1204
Este de Europa	**358**	**2518**	**4595**	**4333**	**3779**	**6585**
Rusia	-	-	4531	4042	3150	4710
Otros	-	-	65	290	629	1875
Oeste de Europa	**21**	**42**	**1254**	**2565**	**4991**	**1958**
Noruega	-	-	402	1345	2903	1198
Reino Unido	-	-	785	1091	1747	595
Otros	-	-	67	129	341	165
Medio Oriente	**4325**	**12142**	**25 472**	**12 078**	**16 088**	**17 652**
Arabia Saudita	-	-	9223	4500	6253	7571
Emiratos Árabes Unidos	-	-	1697	1762	1815	2701
Otros	-	-	5455	5817	8020	7380
África	**222**	**5852**	**5312**	**4206**	**5236**	**5851**
Nigeria	-	-	1960	1550	1986	2193
Angola	-	-	333	439	749	1669
Otros	-	-	3019	2217	2501	1989
Asia y Pacífico	**366**	**859**	**1731**	**1988**	**2175**	**1235**
Indonesia	-	-	988	685	623	316
Malasia	-	-	243	480	361	263
Otros	-	-	500	824	1192	656
OPEC (%)	**86**	**80**	**53**	**55**	**55**	**60**
Total mundial	**7555**	**24 661**	**41 354**	**28 985**	**38 371**	**39 830**

Fuente: Reportes Anuales de la OPEC.

6.3.8 La ruptura del orden establecido (1967-1979)

Las tensiones por el Canal de Suez continuaron. En mayo de 1967, Nasser estableció un bloqueo contra los israelíes que recibían petróleo en el Golfo de Aqaba. Los israelíes respondieron y comenzó la tercera guerra árabe-israelí. Al mismo tiempo, los ministros árabes llamaron a un embargo petrolero contra los países amigos de Israel. Para junio, la producción de petróleo en Medio Oriente se había reducido en 60%. Sin embargo, dado que la oferta aún superaba la demanda, los problemas de abastecimiento pudieron ser superados.

La situación cambió con el crecimiento del consumo y las nacionalizaciones en los años setenta. Respecto a estas últimas, ya algunos países exportadores habían nacionalizado las concesiones de petróleo durante los años cincuenta: Rusia —bajo los bolcheviques—, el gobierno mexicano, el Shah de Irán y parcialmente Irak. Estas medidas continuaron en los años setenta cuando Irak nacionalizó lo que quedaba de Irak Petroleum Company y Libia tomó el 50% de las propiedades de la empresa italiana ENI y expropió las propiedades de Bunker Hunt. Mientras tanto, las empresas de ARAMCO aceptaron la participación del gobierno saudita como una alternativa a la nacionalización de sus propiedades.

Para exacerbar el problema con los países árabes, en 1973, el presidente estadounidense Nixon ofreció un paquete de ayuda militar a Israel por US$ 2200 millones, lo que llevó a los países árabes a embargar las exportaciones a EE.UU. y a otros países. Como consecuencia, las exportaciones árabes de petróleo, que eran de 20.8 millones de barriles diarios en octubre 1973, se redujeron hacia fines de año a 15.8 millones de barriles diarios. Dado que ya no había exceso de oferta, los precios subieron de US$ 5.40 por barril para el crudo iraní en octubre hasta US$ 17 por barril en noviembre. Otra consecuencia fue que en pocos meses el precio de la gasolina se incrementó en 40%, además de iniciarse un periodo de escasez que se reflejaba en largas colas

en las estaciones de servicio. Con el fin de paliar esta situación, Nixon propuso que los consumidores subieran sus termostatos, que hicieran *car pools*, a la vez que relajó los estándares ambientales, detuvo los cambios que se estaban dando de generación eléctrica de carbón a petróleo y creó el Proyecto Independencia.

La quintuplicación de los precios del petróleo causada por el embargo y el control de la OPEP sobre sus recursos resultó en grandes cambios en la economía mundial. Los ingresos de los países exportadores de petróleo se incrementaron de US$ 23 millones en 1972 a US$ 140 millones en 1977. Estos se embarcaron en programas ambiciosos de industrialización, infraestructura, servicios, subsidios, aumento en el consumo de todo tipo de bienes y armamentos. Por otra parte, el embargo precipitó uno de los quiebres más grandes en la alianza occidental. Francia lideró a los europeos en el proceso de disociación de EE.UU. y en el apoyo a los árabes, pues, como dijo Pompidou a los norteamericanos: «ustedes dependen 10% de los árabes en sus necesidades de petróleo, mientras que nosotros lo hacemos en 100%».

El rápido aumento de los precios de petróleo causó una profunda recesión en los países desarrollados. Entre 1973 y 1975, el PBI de los EE.UU. cayó en 6% y el desempleo se duplicó. Pero los más afectados fueron los países en desarrollo que no producían petróleo. Para hacer frente a sus necesidades, estos países recurrieron a grandes préstamos de bancos que poseían grandes sumas provenientes de los superávits de la OPEP.

El presidente norteamericano Carter logró negociar el abastecimiento de petróleo con Arabia Saudita e Irán, que representaban el 48% de la producción de la OPEP, a cambio de venderles armamentos y no esgrimir argumentos sobre derechos humanos. Como resultado, entre 1974 y 1978 el precio del petróleo —específicamente entre diciembre de 1973 y fines de 1977— subió de solo US$ 10.84 a US$ 12.70 por barril.

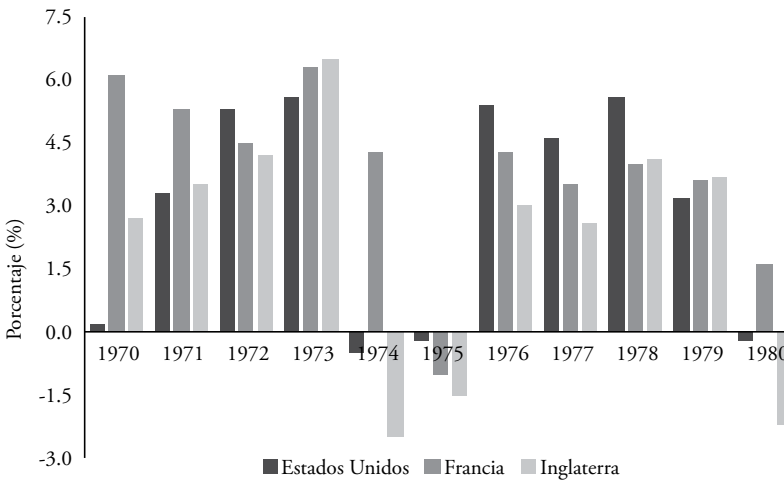
Durante aquella época siguieron los cambios de propiedad de las concesiones. A comienzos de 1974, Kuwait adquirió el 60% de la Kuwait Oil Co., dejando solo 40% a BP y Gulf Oil. En marzo de 1975, Kuwait tomó el resto de la propiedad por la que pagó solo US$ 50 millones. Las grandes concesiones de Venezuela también se perdieron, pues en 1972 el gobierno promulgó leyes que otorgaron la administración efectiva desde la exploración hasta la comercialización a Petróleos de Venezuela (PEDEVESA). Sin embargo, para mantener el flujo de tecnología y la capacidad técnica, el gobierno negoció contratos con las empresas por la provisión de estos, así como contratos de largo plazo de venta de petróleo. Quedaba Arabia Saudita: en junio de 1974, el gobierno de dicho país tomó el 60% de ARAMCO. A fines de año anunció a los socios de ARAMCO-Exxon, Mobil, Texaco y Chevron que dicho porcentaje no era suficiente. En la primavera de 1976 llegaron a un acuerdo: ARAMCO continuaría como operador y comercializaría el 80% de la producción saudí. Como consecuencia de estos cambios, el volumen que vendía la OPEP en los mercados se quintuplicó, de 8% del total de las exportaciones mundiales en 1973 a 42% en 1979, por lo que su conexión con las grandes empresas internacionales de petróleo se fue debilitando.

En enero de 1979 se generó una nueva ola de pánico con la caída del Shah de Irán. Los precios del petróleo subieron de US$ 13 por barril a US$ 34 por barril al cesar las exportaciones de dicho país. Pero en marzo, las exportaciones iraníes retornaron y dieron estabilidad al mercado, aunque a precios más elevados.

Las nacionalizaciones tuvieron diversos impactos. Se redujo la exploración por parte de las multinacionales petroleras; por otro lado, estuvo el nacimiento de los *traders*, quienes se encargaron de negociar las ventas entre los países productores y las empresas compradoras. El presidente Pompidou de Francia, con objetivo de reducir la dependencia del petróleo, impulsó la energía nuclear, el retorno al carbón y la conservación de energía en edificios. EE.UU. también reaccionó.

El oleoducto Trans-Alaska, cuya construcción, ordenada por Nixon, costó US$ 10 000 millones, inició sus operaciones transportando más de un millón de barriles diarios en 1978, lo cual representaba la cuarta parte de la producción de EE.UU. Cuando Ford asumió la presidencia, se basó en el Proyecto Independencia de Nixon, que consistía en un plan para construir en diez años 200 generadores nucleares de electricidad, 250 minas y generadores a carbón y 30 refinerías de petróleo. Además, con el desarrollo de nuevas tecnologías, en 1975 empezó la producción submarina de petróleo en el Mar del Norte.

Gráfico 6.4. Tasas de crecimiento anual del PBI en los principales países de la OECD, 1970-1980



Fuente: Base de datos de la OECD (http://stats.oecd.org/)

6.3.9 La sobreoferta de petróleo de la década de 1980

En 1980, el precio del petróleo era de US$ 32 por barril, tres veces y medio el de año y medio atrás. Este aumentó más cuando, el 22 de setiembre de 1980, los aviones iraquíes atacaron Irán para evitar la amenaza revolucionaria de los chiitas. Al día siguiente, los aviones iraquíes

atacaron la refinería de Abadán, que era la más grande del mundo, mientras que los iraníes contraatacaron afectando las exportaciones iraquíes. Irán, a su vez, persuadió Siria de cortar los oleoductos iraquíes que atravesaban dicho país. En su etapa inicial, esta guerra retiró cuatro millones de barriles diarios de petróleo, o sea 8% del consumo de los países occidentales. Como consecuencia, el precio del crudo ligero subió a US$ 42 por barril.

Luego se inició la caída. El alza desmesurada de los precios de petróleo ocasionó una recesión mundial con dos desplomes en la actividad económica, en 1980 y 1982, años en los que también comenzaron a surtir efecto las políticas de los países occidentales para reducir su dependencia de la OPEP. La mayor producción en otras zonas como Alaska y el Mar del Norte se había dado gracias al desarrollo tecnológico. El retorno al uso del carbón, el ingreso masivo de la energía nuclear, el aumento de eficiencia de los automóviles y el mayor uso de GLP en el Japón contribuyeron al debilitamiento del consumo de petróleo.

Estos tres factores: el colapso de la demanda, el aumento de producción fuera de la OPEP y la reducción de los excesivos inventarios existentes redujeron, en 1983, la demanda de petróleo de OPEP en 13 millones de barriles diarios, equivalentes al 43% de la que se tenía en 1979. En 1977, la producción de la OPEP era dos tercios del total producido en el mundo no comunista; para 1982, esta se había reducido a menos de la mitad con el incremento de las exportaciones de la Unión Soviética y el incremento de oferta del Mar del Norte.

6.3.10 La nueva era del petróleo: las décadas de 1990 y de 2000

Para los años noventa no se encontraban nuevas fuentes de reservas fuera del Medio Oriente. Por ello, la participación de las reservas del Golfo Pérsico había aumentado a dos tercios del total. A su vez, el consumo de petróleo crecía mientras que la producción en EE.UU. declinaba en dos millones de barriles diarios entre 1986 y 1990.

El 2 de agosto de 1990, la situación se exacerbó con la invasión de Irak a Kuwait, que Hussein justificaba diciendo que dicho país le pertenecía al suyo. La invasión retiró cuatro millones de barriles diarios del mercado. Por su parte, los precios del petróleo subieron de US$30 por barril a US$ 40 por barril, pero EE.UU. entró en recesión, con lo que los precios volvieron a caer hasta US$ 20 por barril.

La reducción de precios no solo afectó a los países productores sino también a las empresas. Para reducir costos y aumentar sus medios para financiar nuevos proyectos, las empresas se fusionaron y se crearon las llamadas *supermajors*: BP se fusionó con AMOCO y ARCO; Exxon y Mobil se convirtieron en Exxon-Mobil; Chevron y TEXACO se unieron como TEXACO; CONOCO y Phillips se fusionaron como CONOCO-Phillips. Las francesas Total y Elf, con la belga Petrofina, se unieron con el nombre de Total. Solo Shell se mantuvo igual.

A comienzos de los años 2000, la situación dio un vuelco. Primero tuvo lugar el atentado del 11 de setiembre de 2011; luego EE.UU. invadió Irak. En estos años, la economía mundial se triplicó y el crecimiento económico acelerado en China, India y Medio Oriente ocasionó un fuerte aumento de la demanda de electricidad y de vehículos, lo que influyó, a su vez, en un aumento en la demanda de petróleo que superó con creces la de la década anterior. Por otro lado, se redujo la oferta en Venezuela, los ataques de las milicias redujeron la producción en Nigeria en más del 40%, mientras que la Unión Soviética no poseía la capacidad de aumentar su producción de petróleo.

Todos estos factores —desbalances entre oferta y demanda de petróleo, aspectos geopolíticos, incrementos de costos, y las expectativas y especulación, resultado de los anteriores— llevaron a que los precios del petróleo, de US$ 30 por barril al comienzo de la guerra con Irak, llegaran a más de US$ 145 por barril en 2008.

6.3.11 El futuro

Cuatro aspectos deben tenerse en cuenta en el desarrollo de la industria petrolera para los próximos años:

1. Los riesgos externos: geopolítica, costos de exploración y explotación, política de los gobiernos, y restricciones al acceso y a las inversiones podrían frenar el aumento de la oferta y elevar los precios.
2. El aumento de los hidrocarburos provendrá, en parte, de fuentes no tradicionales como los yacimientos profundos en el Ártico, el petróleo y gas de esquisto, y las arenas bituminosas de Canadá, las cuales son más costosas de extraer.
3. La gran escala de demanda de petróleo de nuevos gigantes como China, la India y otras economías en desarrollo.
4. Las restricciones a las emisiones de CO_2 reflejadas en el Protocolo de Kioto, que limitan el uso del carbón y promueven su sustitución parcial por hidrocarburos.

Por lo expuesto, un tema que vuelve a cobrar importancia es la seguridad energética. La cuarta parte de las importaciones norteamericanas provienen de Medio Oriente (el 56% del consumo norteamericano proviene de importaciones). Estas necesidades de implementar nuevas fuentes de energía han impulsado una ola de investigaciones e innovaciones en EE.UU. Una posibilidad importante de ahorro energético en el transporte es el desarrollo de los vehículos eléctricos. La eficiencia energética está asumiendo cada vez mayor importancia; el mundo industrial es ya dos veces más eficiente en el uso de energía que en los años setenta. Sin embargo, el crecimiento de los ingresos, el aumento de la población y la necesidad de llevar energía a quienes no la tienen, nos hacen estimar que aún se requerirá 40% más energía en los próximos veinte años.

Capítulo 7
Economía de las actividades de hidrocarburos

7.1 Características económicas del subsector hidrocarburos

El petróleo es considerado un bien *commodity*, es decir, susceptible de ser transado fluidamente en el mercado internacional, con características que están estandarizadas, con precios que se fijan conforme al movimiento de la oferta y la demanda de dicho mercado. Además, su almacenamiento es económicamente viable.

Este producto no se usa directamente, sino que los hidrocarburos que lo constituyen deben ser separados y procesados para obtener los productos de consumo final o intermedio. Como se menciona en el capítulo anterior, estos son el gas licuado de petróleo (GLP), las gasolinas, las naftas, el petróleo diésel y los asfaltos.

En cuanto a los aspectos económicos del petróleo, sus principales características son:

Upstream

a) *Exploración.* Enfrenta una gran incertidumbre respecto a la localización de reservas, asimetría de información entre los operadores, pocas barreras a la entrada, poca integración vertical e inversiones en tecnología de punta sujetas a alto riesgo.

b) *Explotación.* Se caracteriza por costos marginales crecientes y una organización oligopólica del mercado.

Downstream

c) *Refinación.* Cuenta con economías de escala y una variedad de procesos para eliminar las impurezas del crudo para obtener productos de mayor valor.

d) *Transporte.* Requiere inversiones específicas irrecuperables en oleoductos y gaseoductos. Además, presenta economías de escala en el uso de los ductos.

e) *Envasado de GLP.* En el caso del GLP, existe una etapa adicional que es el envasado en cilindros para usuarios domésticos o pequeño comercio, o su distribución a granel a grandes consumidores.

f) *Comercialización minorista.* Está sujeta a competencia entre vendedores independientes y empresas integradas. En este caso, la competencia está limitada a las empresas más cercanas geográficamente (mercado relevante).

7.2 Reservas y recursos

La necesidad del cálculo de reservas surge de lo importante que es esta valorización para las empresas de exploración. Un sistema uniforme de clasificación provee un marco de comparación entre proyectos que se encuentran en diferentes etapas de diseño e implementación. Para ello, el análisis de los recursos minerales parte de dos grandes temas: la incertidumbre acerca de lo que podría haber en los yacimientos subterráneos y la probabilidad de ser comercializada. Para la estimación, se precisa de datos geológicos, de ingeniería y el empleo de metodologías de orden probabilístico, de simulación, volumétrico, etcétera.

En esta sección, usaremos las definiciones[1] y clasificación del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de los EE.UU.[2].

7.2.1 Reservas

Son aquellas cantidades de minerales que se consideran comercialmente recuperables a partir de la ejecución de los proyectos de desarrollo. Para ser consideradas como reservas, deben cumplir cuatro criterios: haber sido evaluadas técnicamente, ser recuperables con la tecnología existente, tener valor económico y no haber sido extraídas. El sistema clasifica las reservas en tres tipos, de acuerdo con la certeza de ser recuperadas.

Reservas probadas

Es la categoría más importante dentro de la clasificación, puesto que su existencia se ha comprobado y la ubicación ya ha sido identificada. Por ello, su recuperación comercial puede ser estimada con un alto nivel de confianza. Estas pueden ser extraídas y vendidas en las condiciones actuales del mercado. Para denotar este tipo de reservas, comúnmente se usa el término 1P.

Reservas probables

Es una clase de reserva de menor categoría, ya que estudios de geotecnia e ingeniería señalan que su recuperación es menos probable que el de las reservas probadas, pero más probable que el de las reservas posibles. Para denotar la suma de las reservas probadas y probables se emplea el término 2P.

---

[1] Para ver otras definiciones, se puede revisar el libro de Peirce, 1996.

[2] Esta sección está basada en el libro de la Society of Petroleum Engineers et al, 2011. SPE por sus siglas en inglés.

Reservas posibles

Estas son reservas adicionales, que sobre la base del análisis de datos cuenta con menores niveles de certeza. Es decir, que su recuperación es menos factible en relación con las reservas probables. Por lo general, la combinación de las reservas probables y posibles forma la categoría de «reservas no probadas»; y para denotar la suma de reservas probadas, probables y posibles se usa el término 3P.

7.2.2 Recursos

Dentro de esta categoría, las cantidades de hidrocarburos tienen una menor certeza de ser recuperadas, debido a que se deben superar dificultades comerciales y tecnológicas antes de su extracción y comercialización.

Recursos contingentes

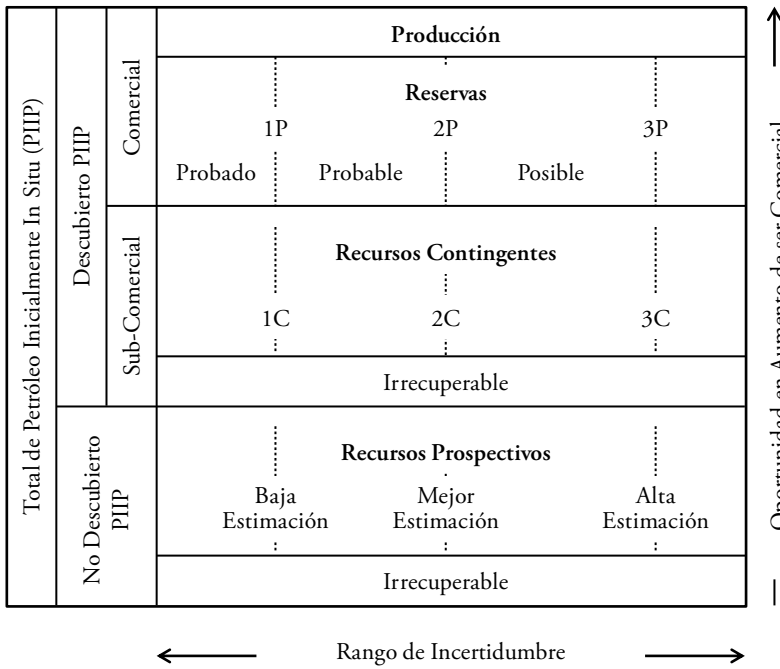
Son aquellos recursos potencialmente recuperables, pero que, debido a contingencias tecnológicas o comerciales, no se presumen totalmente desarrollados para su comercialización. La falta de mercados viables o la dependencia de una determinada tecnología aún en desarrollo son algunas de estas contingencias. Por ejemplo, en el caso de la extracción del *tight oil* y *shale gas*, la recuperación comercial se ve limitada por los altos costos económicos y ambientales que implica el uso de la tecnología de fraccionamiento hidráulico. Asimismo, para que los recursos contingentes sean considerados «reservas», se deben eliminar o superar los obstáculos iniciales que no permitieron la comercialización.

Recursos prospectivos

Son recursos que aún no han sido descubiertos, pero que han sido localizados mediante evidencia indirecta. Esta categoría implica un mayor riesgo que los recursos contingentes, ya que al riesgo anterior se le agrega el riesgo de descubrimiento; no obstante, son potencialmente recuperables.

En el siguiente gráfico se presenta el sistema de clasificación según el Sistema de Gestión de los Recursos del Petróleo, conocido a nivel mundial como PRMS[3].

Gráfico 7.1. Clasificación y categorización de los recursos y reservas de hidrocarburos[4]



Fuente: Ross, 2011.

[3] PRMS por sus siglas en inglés, Petroleum Resources Management System.

[4] En el gráfico 7.1, PIIP proviene de las siglas en inglés Petroleum Initially In Place.

7.3 La Exploración de petróleo: diversificación de riesgos y toma de decisiones[5]

La exploración requiere inversiones sustanciales, que pueden afectar significativamente los suelos, la vida animal y la vida vegetal, por lo que se requieren medidas para minimizar su impacto.

Sin embargo, para el inversionista, la exploración es una actividad de alto riesgo, ya que, para encontrar petróleo bajo tierra, los geólogos deben buscar una cuenca sedimentaria con esquistos ricos en materia orgánica, que lleven enterrados el suficiente tiempo para que se haya formado petróleo (desde unas decenas de millones de años hasta 100 millones de años). Además, para facilitar este trabajo se requieren mapas de superficie de los afloramientos de lechos sedimentarios que permitan interpretar las características geológicas del subsuelo, datos que son obtenidos al perforar la corteza y extraer testigos o muestras de las capas rocosas. Por otro lado, las técnicas de prospección sísmica —que estudian de forma cada vez más precisa la reflexión y refracción de las ondas de sonido propagadas a través de la Tierra— revelan detalles de la estructura e interrelación de las distintas capas subterráneas. Sin embargo, la única forma de demostrar la existencia de petróleo en el subsuelo es perforando un pozo.

En la tecnología de la exploración se cuenta con el relevamiento geográfico y el relevamiento geológico para la identificación de terrenos sedimentarios potenciales. Los métodos geofísicos usados incluyen: i) gravitómetros que muestran una menor aceleración de partículas donde se encuentra petróleo, ii) magnetómetros que determinan anomalías magnéticas y conductividad eléctrica e, iii) ingeniería sísmica. Las investigaciones sísmicas de campo se dividen en análisis de refracción y análisis de reflexión, según cuáles sean las ondas predominantes entre las que viajan en dirección horizontal o vertical. Las primeras se usan en ingeniería geofísica, en prospección petrolífera y para localizar

[5] Esta sección está basada en Bailey y otros, 2000.

agua subterránea o yacimientos de minerales. Las segundas detectan fronteras entre distintos tipos de rocas, lo que facilita la realización de mapas de estructuras geológicas. Adicionalmente, se emplean pozos exploratorios y modelos de simulación.

La exploración de petróleo la realizan empresas de diverso tamaño. En el capítulo anterior se han mencionado las grandes empresas petroleras como Exxon, Gulf, Shell, ARAMCO, entre otras. Además de estas, existen otras de menores dimensiones que juegan un rol importante en explotar los yacimientos más pequeños. Las decisiones de exploración de empresas petroleras se basan en el conocimiento previo de las áreas ricas en petróleo. Sin embargo, además de las ampliaciones en zonas petroleras, aún existen riesgos de no encontrar petróleo en zonas aledañas a yacimientos existentes o en zonas nuevas. A pesar de que existen herramientas modernas que permiten evaluar la posibilidad de encontrar una zona que sea rica en petróleo, siempre hay incertidumbre. La evaluación adecuada de los riesgos es importante para determinar la posibilidad de encontrar reservas de petróleo. Por ello, las empresas petroleras utilizan una combinación de herramientas económicas que guían sus programas de exploración. Estas herramientas comprenden: el flujo de fondos descontado, el análisis de Monte Carlo, la teoría de la cartera de inversiones y la teoría de opciones. Estas herramientas no son; más bien, las más sofisticadas incluyen a las otras.

a) Flujo de fondos descontado (DCF)

Es la herramienta de evaluación de inversiones más utilizada en la industria petrolera. El análisis del DCF es una forma de determinar el valor actual del dinero invertido por ser devuelto o recibido en el futuro. El concepto asociado de valor actual neto (VAN) les permite a los responsables de evaluar inversiones potenciales determinar si conviene o no realizar una inversión.

- $Si\ VAN > 0 \rightarrow Proyecto\ viable$
- $Si\ VAN \leq 0 \rightarrow Rechazar\ el\ proyecto$

El elemento clave es la tasa de descuento aplicada dentro del cálculo del VAN.

El cuadro 7.1 presenta un ejemplo.

Cuadro 7.1. Ejemplo del análisis de flujo de fondos descontado (en miles de soles)

Año	Inversión	Ingresos	Gastos operativos	Flujo de fondos netos	Flujo de fondos neto descontados al 12%	Flujo de fondos netos descontados al 18%
0	4000			-4000	-4000	-4000
1		2000	400	1600	1429	1356
2		2000	400	1600	1276	1149
3		2000	400	1600	1139	974
4		2000	400	1600	1017	825
5		2000	400	1600	908	699
6		2000	400	1600	811	593
Total	**4000**	**12000**	**2400**	**1600**	**2578**	**1596**

Fuente: basado en Bailey y otros, 2000.

Dado que el flujo de fondos descontado da un VAN positivo, en ambos casos se puede establecer que la inversión es rentable a tasas de descuento de 12% y 18%, por lo que se aceptaría el proyecto.

Sin embargo, entre las limitaciones que se pueden encontrar para esta herramienta, si se utiliza sola, está que la utilidad del DCF se ve limitada pues considera ingresos esperados más no incluye la incertidumbre; es decir, que los ingresos sean menores o mayores a los esperados, ni las circunstancias cambiantes de la industria petrolera. Si bien el DCF combinado con el análisis de sensibilidad les puede permitir a los responsables tomar decisiones y formarse una mejor idea de los potenciales resultados positivos y negativos de una inversión, ello no intenta cuantificar la probabilidad de un resultado determinado, información que resulta valiosa para la toma de decisiones.

b) Simulación de Monte Carlo (SMC)

Considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrantes de los cálculos. Lo más importante es que incorpora el concepto de probabilidad. Responde a la pregunta: si alguna cosa ocurre, ¿cuál es el rango de resultados posible? Y también responde a preguntas técnicas tales como: ¿cuál es el rango de reservas recuperables y económicas de hidrocarburos en esta región? ¿Cuál es la probabilidad de que el VAN de este proyecto potencial exceda el objetivo de X millones de dólares?

Si bien la SMC es ampliamente utilizada para estimar las reservas, solo una cantidad limitada de compañías la adopta como método para tomar decisiones económicas.

La siguiente fórmula se emplea comúnmente para estimar las reservas recuperables de hidrocarburos:

$$N_r = (GRV)x\,f\,x\;p\,x\,S_h\,xE_r xB \qquad (7.1)$$

Donde,

N_r: reservas recuperables

GRV: volumen total de la roca

f: relación entre espesor neto y espesor total

p: porosidad

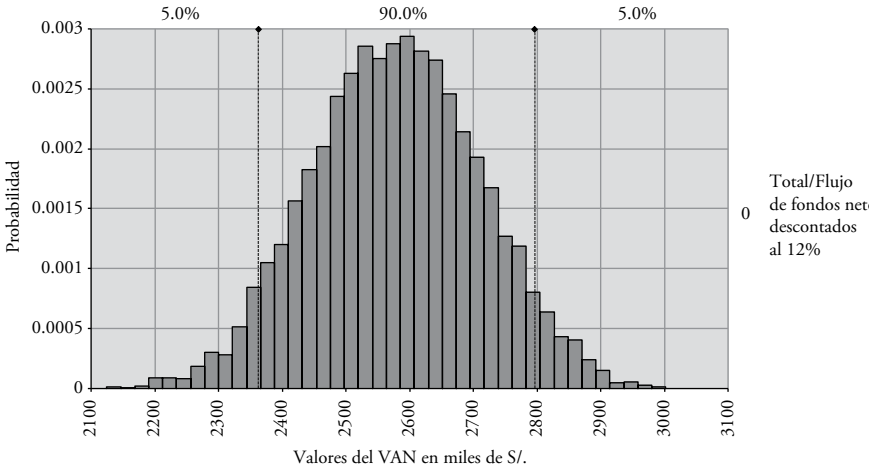
S_h: saturación de hidrocarburos

E_r: eficiencia o factor de recuperación

B: factor de encogimiento o de expansión

Como ejemplo, se puede observar el gráfico 7.2, el cual se preparó con los datos del cuadro 7.1. Para ello se asume que las variables de entrada como ingresos y gastos operativos varían dentro de un rango cuyo valor mínimo es equivalente a -10% sobre el valor esperado y cuyo valor máximo equivale a +10% sobre el valor esperado; se asume también que estas variables de entrada siguen una determinada distribución de probabilidad. Como resultado de la simulación de las variables de entrada, se obtuvieron estimaciones para el VAN (variable de salida) que se encuentran resumidas en el cuadro adjunto al gráfico 7.2.

Gráfico 7.2. Distribución de valor actuales netos de un proyecto



Porcentaje, %	Valor en miles de S/.
0	2134
10	2409
25	2488
50	2581
75	2667
90	2746
100	3047

Fuente: basado en Bailey y otros, 2000.

c) Teoría de la cartera de inversiones

Considera no la inversión en exploración en un solo proyecto, sino en varios. Esta teoría se puede definir como el estudio de la forma en que la compañía puede alcanzar una tasa máxima de retorno, a partir de una cartera de inversiones, cada una de las cuales tiene un nivel de riesgo determinado en sí misma. Muestra cómo se pueden combinar los activos de manera tal que el riesgo quede minimizado para cualquier nivel de retorno esperado.

En la teoría de Markowitz se explica un método para mejorar una cartera de inversiones no óptima tomando como base tres preceptos:

- Dado un nivel constante de riesgo, el inversor racional elige más valor por encima de menos valor, pero además prefiere menos riesgo a más riesgo;
- Existe más de una cartera de inversiones óptima; y
- La cartera de inversiones como un todo es mejor que cada uno de sus proyectos individuales.

Supónganse que se deben invertir $ 15 millones en proyectos de exploración y producción. Solo dos proyectos están disponibles y cada uno de ellos requiere invertir la totalidad de los $ 15 millones para obtener un 100% de interés. Uno de los proyectos es relativamente seguro, mientras que el otro es relativamente riesgoso. El valor actual neto esperado (VANE) para cada uno de los proyectos es el VAN del resultado satisfactorio multiplicado por la probabilidad de que ocurra dicho resultado más el VAN del resultado no satisfactorio (pozo seco) por la probabilidad de que esto ocurra. En ambos proyectos el VANE es el mismo: $ 24 millones. Sin embargo, el proyecto «seguro» debe ser preferido por los inversionistas por su menor probabilidad de perder todo el dinero.

Cuadro 7.2. Comparación de rentabilidad y riesgo

	Resultado	**VAN (millones de S/.)**	**Probabilidad independiente (%)**
Seguro	Pozo seco	−15	35
	Éxito	45	65
Riesgoso	Pozo seco	−15	65
	Éxito	96	35
$VANE_{Seguro} = 65\% * S/.45 + 35\% * (-S/.15) = S/.24$ millones			
$VANE_{Riesgoso} = 35\% * S/.96 + 65\% * (-S/.15) = S/.24$ millones			

Fuente: basado en Bailey y otros, 2000.

En vez de escoger un proyecto, se puede dividir la inversión en ambos pozos —esto equivale a duplicar la inversión, pero para efectos de comparación se divide la inversión en partes iguales para ambos pozos—. Dividiendo el dinero, 50% en cada pozo, se reduce el riesgo de pérdida de 35% a 23%, lo cual es una aplicación directa del principio de diversificación. Esto se puede apreciar en el cuadro 7.3.

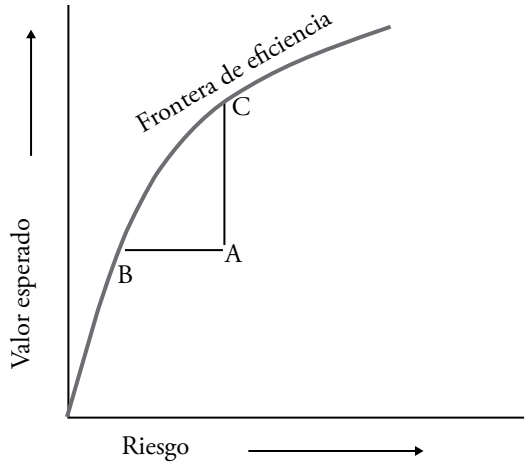
Cuadro 7.3. Efectos de la diferenciación sobre el riesgo de la inversión

Escenario	Seguro	Riesgoso	Probabilidad, %	Retorno, millones de S/.	Resultado
1	Éxito	Éxito	$65 \times 35 = 23$	$50\% \times (S/.45 + S/.96) = S/.71$	El accionista mantiene la confianza.
2	Éxito	Pozo seco	$65 \times 65 = 42$	$50\% \times (S/.45 + (-S/.15)) = S/.15$	El accionista mantiene la confianza.
3	Pozo seco	Éxito	$35 \times 35 = 12$	$50\% \times ((-S/.15) + S/.96) = S/.41$	El accionista mantiene la confianza.
4	Pozo seco	Pozo seco	$35 \times 65 = 23$	$50\% \times ((-S/.15) + (-S/.15)) = -S/.15$	El accionista pierde la confianza.
VANE de la cartera $= 23\% * S/.71 + 42\% * S/.15 + 12\% * S/.41 + 23\% * (-S/.15) = S/.24$ millones.					

Fuente: basado en Bailey y otros, 2000

Markowitz dice que una cartera de inversiones es eficiente si no existe otra que tenga mayor retorno esperado con igual o menor riesgo y si no hay otra cartera que tenga menos riesgo con igual o mayor retorno esperado. Si alguna de estas dos condiciones, o ambas son falsas, la cartera es ineficiente (ver gráfico 7.3).

Gráfico 7.3. Preparación de una cartera eficiente de inversiones



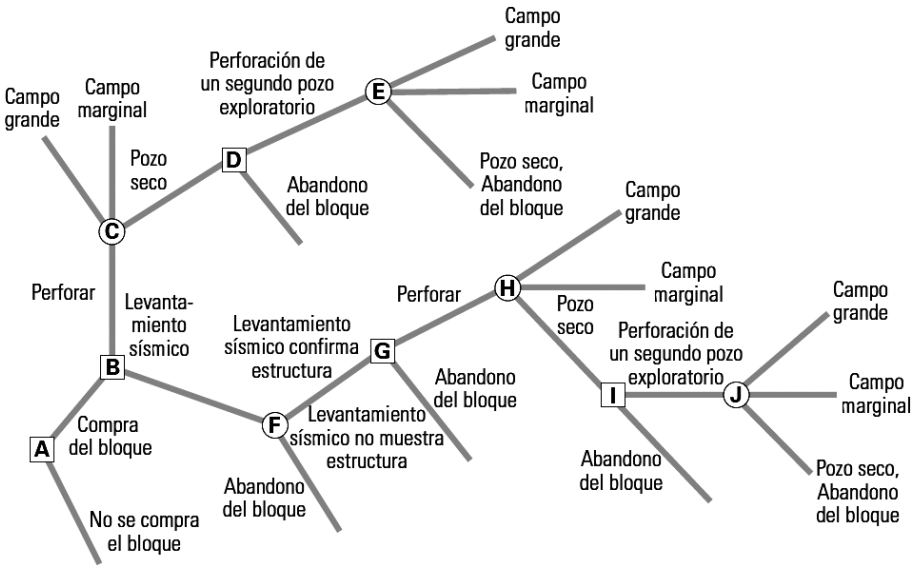
Fuente: adaptación de McVean, 2000.

La cartera representada por el punto A es ineficiente porque hay carteras con el mismo valor, pero menor riesgo —como el punto B— y carteras con el mismo riesgo, pero con más valor —como el punto C—; también hay una cartera con una combinación de estas dos condiciones.

d) Teoría de las opciones

Se basa en el concepto de que en la mayoría de los proyectos la cuestión no es tomar decisiones entre «todo o nada», sino que se trata de una secuencia de opciones, muchas de las cuales implican elegir entre diversas alternativas (ver gráfico 7.4). La teoría de las opciones reales (*real options*) traza un paralelo entre el mundo financiero de las acciones y los bonos y el mundo de los activos físicos reales, representados por cualquier bien desde fábricas hasta campos petroleros.

Gráfico 7.4. Árbol de decisiones de exploración y explotación de pozos de petróleo



Fuente: adaptación de Newendorp & Schuyler, 1996.

Una opción o derecho de compra se conoce como una opción *call* (opción de compra) y por lo general se adquiere con la expectativa de que el precio de la acción suba. Una opción *put* (opción de venta) se adquiere con la expectativa de que el precio descienda y proteja al poseedor contra dicha caída.

Los arboles de decisión en condiciones de incertidumbre es un método de ayuda para la toma de decisiones de muchas compañías petroleras. Las decisiones aparecen como puntos en el enramado del árbol como si fueran nodos. Cada resultado posible está representado por una rama.

Por ejemplo, una empresa petrolera puede adquirir una licencia de cinco años para explotar un yacimiento que contenga posiblemente 50 millones de barriles. El valor actual estimado del barril promedia los US$ 10 y el costo de desarrollo en valor actual es cercano a los US$ 600 millones. Con estos datos, el VAN sería de: −100 US$ millones = 500 − 600 US$ millones. Con este criterio, la inversión no debería mantener el pozo en reserva y se le debería abandonar.

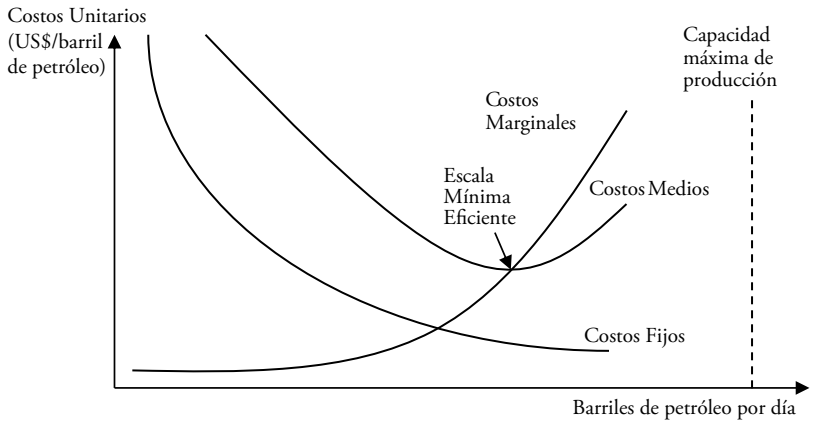
Sin embargo, si uno estima a partir de datos históricos que la desviación estándar respecto a la tasa de crecimiento del flujo de caja es 30% y si se incorpora un costo fijo anual de mantener en reserva el pozo de US$ millones (un dividendo de 3% sobre el valor del activo, 15/500), aplicando la fórmula de valorización de opciones de Black-Scholes, no se debería abandonar el pozo pues la opción de esperar sería de US$ 100 millones (la diferencia con los −100 millones iniciales; es decir, US$ 200 millones representa el valor de la flexibilidad).

7.4 La explotación del petróleo: la economía de la producción

Los costos de producción de un pozo de petróleo son similares a los de cualquier recurso natural. Así pues, como se muestra en el gráfico 7.5, el costo marginal de extracción es creciente.

El petróleo es un *commodity*, es decir que se puede transar libremente a nivel mundial, aunque con ciertas restricciones y existe un precio internacional común. Sin embargo, un grupo de empresas de los países que conforman la OPEP han formado un cartel como se ilustra en el capítulo anterior, mientras que existe otro grupo de empresas que se comporta bajo condiciones de competencia.

Gráfico 7.5. Estructura de costos de la explotación de un yacimiento petrolero



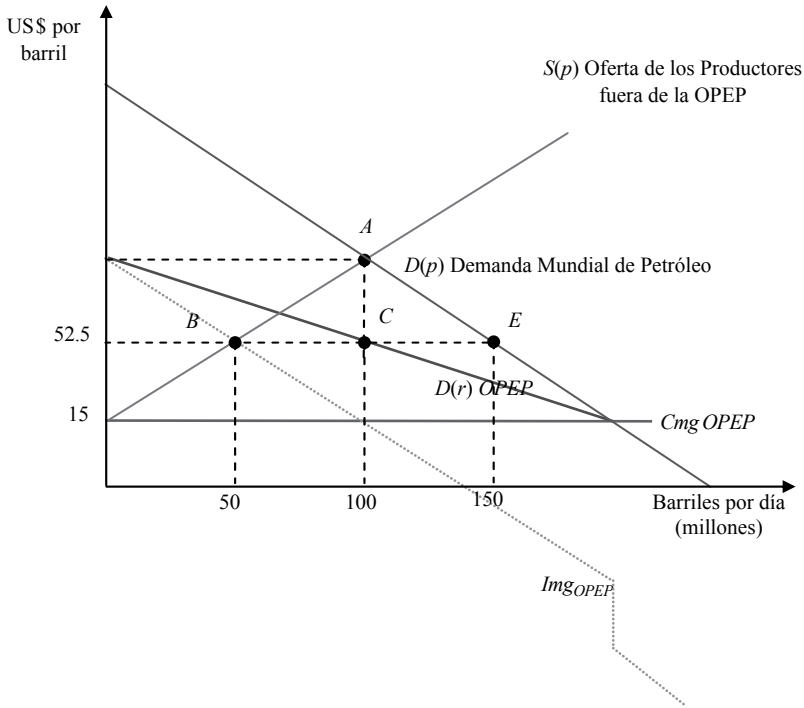
Fuente: Vásquez, 2005.

La extracción de petróleo se realiza por presión natural al perforarse el pozo (extracción primaria), inyectando un fluido (agua o gas) para mantener o aumentar su presión y extraer volúmenes adicionales (extracción secundaria), o la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases miscibles alternados con agua, la inyección de soluciones miscibles (surfactantes, alcoholes y crudos), la inyección de vapor y la combustión in situ (extracción terciaria). Conforme un pozo de petróleo se va agotando por extracción primaria, se procede a emplear métodos de extracción secundaria y terciaria con lo que los costos unitarios se incrementan. Actualmente el 40% del petróleo a nivel mundial se obtiene como extracción primaria o secundaria (U.S. Department of Energy, 2013).

Dada esta situación, si se quiere explicar el comportamiento del mercado de petróleo, es necesario entender cómo interaccionan las empresas que pertenecen al cartel y las que actúan en condiciones de competencia. Al respecto, existe un modelo de mercado denominado

de Franja Competitiva y Franja Dominante. El gráfico 7.6 muestra las características de dicho modelo.

Gráfico 7.6. Equilibrio en el mercado mundial con un cartel dominante



Fuente: García & Pérez-Reyes, 2012.

Se puede apreciar que los productores que no forman la OPEP muestran una curva de oferta ascendente en función a los diferentes costos de cada yacimiento. Ello se puede apreciar en el cuadro 7.4 de costos de producción promedio para los países productores más importantes.

Cuadro 7.4. Costos promedio de la producción petrolera[6]. Promedio (2000-2003)

País-región	Costo marginal (unitario) US$/barril	País-región	Costo marginal (unitario) US$/barril
Bolivia		**Estados Unidos**	
Repsol-YPF	1.10	Exxon-Mobil	4.50
Amoco	0.97	Chevron	3.93
México		**Medio Oriente**	
PEMEX	5.65	Promedio	0.9-3.1
Argentina		**Canadá**	
PLUSPETROL	5.77	Zona de Alberta	9.89
Repsol-YPF	5.60		
Venezuela		**Colombia**	
PDVSA	3.90	ECOPETROL	2.57
Europa		**Perú**	
Mar del Norte	15.10	Promedio	6.90

Fuentes: Wood MacKenzie, 2003.

Cuadro 7.5. Estructura de costos (estimados para Sudamérica 2000)

Participación estimada de los distintos rubros	
Costo de producción	**100%**
Operativos	19%
Amortizaciones	38%
Impuestos indirectos	25%
Regalías	16%
Otros impuestos	2%

Fuente: Wood MacKenzie, 2003.

[6] Los costos de producción incluyen gastos operativos, costos de mantenimiento de pozos costos de infraestructura y equipamiento, así como gastos administrativos directos. Los costos no incluyen impuestos directos e indirectos, regalías, contribuciones ni los costos de reposición de reservas (exploración-desarrollo).

Por otra parte, los países que conforman la OPEP poseen empresas que se comportan como un cartel al establecer su nivel de producción, donde su ingreso marginal es igual a su costo marginal, tal como se puede apreciar en el gráfico. Nótese que el ingreso marginal de los productores de OPEP es una curva que se determina de la curva de demanda residual que se construye al restar la oferta no OPEP de la curva de demanda para cada punto. Del gráfico se puede luego establecer el precio de mercado (en el ejemplo 52.5 *US$/barril*) y la cantidad producida por la OPEP que se obtiene del punto C (100 millones de *US$/barril*). Luego, en la curva de demanda general se puede determinar la producción total (150 millones de *barriles/día*) y por diferencia, la producción no OPEP (50 *barriles/día*). El cuadro 7.6 muestra un ejemplo numérico.

Cuadro 7.6. Ejemplo numérico de franja competitiva y franja dominante en el caso del mercado mundial de petróleo

Si se considera una función inversa de demanda en un período determinado igual a $p(Q) = 165 - 0{,}75Q$, usando las definiciones anteriores y sabiendo que la OPEP tendrá en cuenta que la franja ofertará hasta igualar su costo marginal al precio ofertado por la OPEP ($p = CMg_{FRANJA}$).

Despejamos el Q y Q_{FRANJA}:

$$p = 165 - 0{,}75Q \Rightarrow Q = \frac{165 - p}{0{,}75}$$

$$p = CMg_{FRANJA} = 15 + 0{,}75Q_{FRANJA} \Rightarrow Q_{FRANJA} = \frac{p - 15}{0{,}75}$$

Se puede plantear la función de beneficios de la OPEP como sigue:

$$\pi_{OPEP} = pQ_{OPEP} - CMg_{OPEP} \times Q_{OPEP}$$

$$\pi_{OPEP} = p\left(Q - Q_{FRANJA}\right) - 15\left(Q - Q_{FRANJA}\right)$$

Reemplazando:

$$\pi_{OPEP} = p\left(\frac{165 - p}{0{,}75} - \frac{p - 15}{0{,}75}\right) - 15\left(\frac{165 - p}{0{,}75} - \frac{p - 15}{0{,}75}\right)$$

Simplificando y maximizando:

$$\pi_{OPEP} = p\left(\frac{180 - 2p}{0{,}75}\right) - 15\left(\frac{180 - 2p}{0{,}75}\right) = \frac{180p - 2p^2 - 15 \times 180 + 30p}{0{,}75}$$

$$\frac{\partial \pi_{OPEP}}{\partial P} = \frac{180 - 4p + 30}{0{,}75} = 0$$

$$210 = 4p \Rightarrow p = 52{,}5$$

Reemplazando p en las demandas obtenemos:

$$Q = \frac{165 - 52{,}5}{0{,}75} \Rightarrow Q = 150$$

$$Q_{FRANJA} = \frac{52,5 - 15}{0,75} = 50$$

$$Q_{OPEP} = Q - Q_{FRANJA} = 100$$

En donde la producción de la franja es de 50 barriles y de la OPEP de 100 barriles. El precio de equilibrio será 3,5 veces el costo marginal de la empresa dominante. La elasticidad de la demanda de mercado es igual a 0,47.

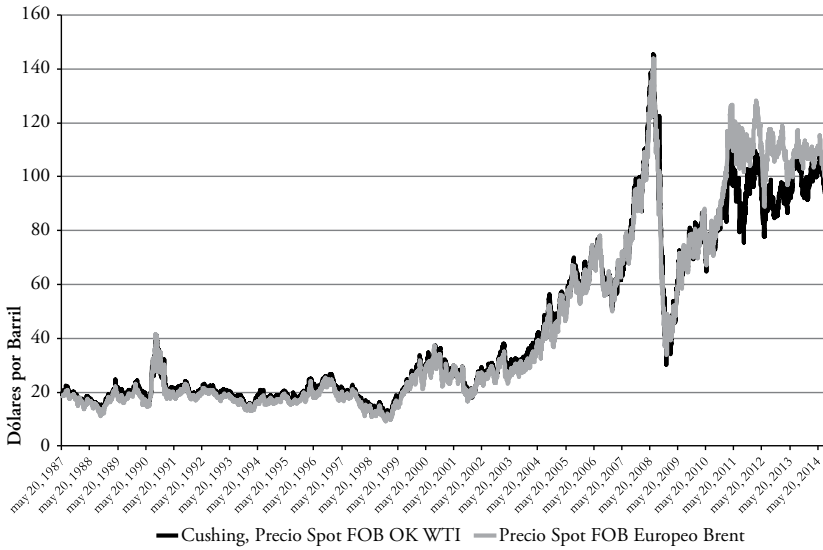
Fuente: García y Pérez-Reyes, 2012.

7.5 Marcadores referenciales internacionales

Solo algunos tipos de crudo sirven de referencia para la fijación de precios —sea sobre la base de diferenciales respecto a un crudo específico o mediante fórmulas que integran una canasta de crudos—. Las cotizaciones de los marcadores se utilizan como unidad de cuenta para los demás tipos de crudo que se transan internacionalmente. Los crudos marcadores son el West Texas Intermediate (WTI-EE.UU.), el Brent (Europa) y el Dubái (Oriente Medio).

Alrededor de estos crudos existe una infraestructura de transporte, almacenamiento y servicios, facilidades de información, regulaciones y modalidades de contratos que permiten que el comercio se realice con mayor eficiencia y certidumbre. Estos crudos se negocian bajo modalidades de entrega física (*spot*), contratos forward, futuros y otros derivados financieros que facilitan la administración de riesgos, dado que los precios son altamente volátiles. Su importancia radica en el hecho que el mercado les ha otorgado una función de referencia para las negociaciones del resto de tipos de crudos por los volúmenes transados, y por su calidad, tanto en su grado API como de contenido de azufre. La evolución de los precios de petróleo se muestra a continuación en el gráfico 7.7.

Gráfico 7.7. Evolución de los marcadores internacionales. Precio *spot* WTI-Brent, 1987-2014



Fuente: basado en Base de datos de la U.S. Energy Information Administration.

7.5.1 Los mecanismos de estabilización de los precios del combustible

Existen mecanismos alternativos de estabilización de precios basados en el traspaso parcial de la volatilidad a los usuarios finales. Estos han sido ampliamente estudiados en el caso del precio del petróleo y existen diferentes análisis sobre sus ventajas y desventajas relativas. A continuación, se resumen los tres principales mecanismos identificados por Federico, Daniel y Bingham (2001).

Un primer mecanismo es el uso de promedios móviles, donde los precios se basan en un promedio móvil de precios *spot* pasados, interviniéndose ante cualquier tipo de cambio de precios si es que el valor corriente del precio no coincide con el promedio de los valores pasados. En este mecanismo, todas las variaciones de precios, sean grandes o pequeñas, se transmiten, aunque de manera gradual. Sin embargo, este

mecanismo tiene algunas desventajas, ya que requiere una constante intervención estatal, y el ajuste es lento, tanto a subidas como a caídas de los precios internacionales.

Un segundo tipo de mecanismo son las reglas tipo «gatillo» (*trigger*), donde los precios se ajustan al precio *spot* solo cuando se sobrepasa cierta banda, fijada previamente. Dentro de la banda, el precio permanece fijo en su nivel central, para lo cual se utilizan recursos para la estabilización. Este mecanismo evita fluctuaciones menores en el precio y transmite las variaciones importantes (que salen de la banda) de precios internacionales. Transmite únicamente shocks grandes, mientras que el resto es asumido por el programa de estabilización de precios. La intervención estatal se reduce a variaciones pequeñas —no obstante, la suavización de fluctuaciones pequeñas suele ser realizada en forma independiente por los propios agentes—. Durante periodos de alta volatilidad, el Estado no asume un rol estabilizador si es que los cambios son suficientemente grandes. Dado que no se financian grandes desvíos respecto de precios internacionales, las intervenciones estatales nunca llegan a ser demasiado grandes. La discrecionalidad del gobierno se manifiesta en la elección del tamaño de la banda o en la actualización de su valor central.

Un tercer tipo de mecanismo consiste en el uso de bandas de precios. En este caso, los precios solo pueden variar libremente dentro de una banda fijada previamente. Fuera de ella, se interviene para mantener los precios al nivel del límite (superior o inferior) de la banda. A veces se combina con alguna regla para actualizar el valor del centro de la banda, en caso de variaciones grandes o prolongadas. Este mecanismo evita grandes fluctuaciones en precios domésticos y transmite íntegramente las variaciones pequeñas de precios internacionales. Si existe un mecanismo de actualización de la banda, los shocks persistentes (no necesariamente permanentes) son transmitidos a los precios domésticos. Sin embargo, este mecanismo requiere intervención estatal en periodos de alta volatilidad de precios internacionales.

En este sentido, durante periodos de alta volatilidad de precios es probable que la carga de estabilización de precios sea altamente intensiva en recursos.

Otros tipos de mecanismos son los contratos a futuro y fondos de estabilización. En el primer caso, un contrato a futuro se puede entender como un contrato de cobertura (*hedging*) de ejecución diferida, en el cual se establecen las condiciones de precio, cantidades, lugares de pago y fecha de entrega. Las dos formas comunes para posicionarse a través de un futuro son el *long hedging* y *short hedging*, que se emplean para cubrirse de una subida o bajada de los precios, respectivamente. Si bien en estos mercados, denominados mercados forward, se pueden asegurar una serie de precios, su uso no es factible para transacciones pequeñas, como el de las familias, debido a los elevados costos de acceso. Incluso para un Estado, estos costos pueden ser muy elevados, más aún si el país cuenta con un alto riesgo soberano y un mercado de capitales poco desarrollado.

7.6 El transporte del petróleo

El papel del transporte en la industria petrolífera es de gran importancia, ya que el petróleo que se obtiene de los pozos es prácticamente inservible. Por ello, es necesaria su refinación, que en el pasado se realizaba cerca de los pozos, pero dado que cada país tiene diferentes necesidades, resulta más rentable refinarlo cerca de los centros de consumo. Ello ha provocado un rápido desarrollo del sector transporte. En suma, existen tres medios de transporte: camiones, embarcaciones y oleoductos.

Dentro de las embarcaciones, el medio más económico de transporte son los «superpetroleros», buques-tanque que pueden llegar a transportar más de 500 000 toneladas de petróleo. Pueden llegar a medir hasta 400 metros de largo, longitud que es más de tres veces mayor a la que se tenía a fines del siglo XIX. Sin embargo, el desarrollo de buques petroleros de mayor capacidad se ha visto limitado por la infraestructura y

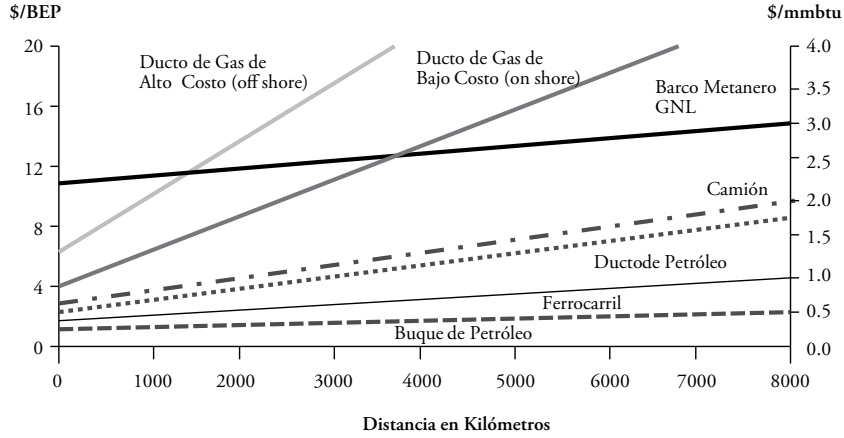
poca profundidad de los puertos, por el requerimiento de almacenamientos gigantes y de tuberías de conducción de gran capacidad.

Respecto a los oleoductos, estos son largas tuberías de más de un metro de diámetro soldadas por tramos; su trazado y construcción consideran una variedad de temas como aspectos geográficos, relaciones comunitarias y el impacto ecológico cerca al mar o ríos. Conducen el petróleo ya sea del yacimiento al puerto de embarque, del yacimiento submarino a la costa más cercana, del yacimiento a la refinería, o por ultimo del puerto de desembarco a la refinería. Por ello, este medio de transporte es un complemento de las embarcaciones y en algunos casos, su competidor.

En la actualidad hay más de 1 500 000 km de tuberías en el mundo, de los cuales el 70% está destinado al transporte de gas natural, el 20% al transporte de crudos y el 10% se utiliza para carburantes. Ello ha permitido el comercio del petróleo en el mundo; por ejemplo, los mayores flujos de comercio van de Medio Oriente a Europa, Asia-Pacífico y Estados Unidos; y de Rusia a Europa Occidental.

En lo referente a los costos de transporte, el gráfico 7.8 presenta una comparación de los distintos costos de acuerdo con la distancia e infraestructura, entre el gas natural, gas natural licuado (GNL) y petróleo. Según el gráfico, el medio de transporte más barato para el petróleo es el marítimo a través de buques, seguidamente se encuentra el transporte vía férrea, luego el transporte por ductos y, por último, el transporte terrestre a través de camiones cisterna. Para distancias menores a 1500 km los medios de transporte *on shore* y *off shore* son los más baratos, pero para distancias mayores —a partir de 1500 km en el caso del transporte *on shore* y 3500 km para el transporte *off shore*— el GNL es la forma de transporte más económica.

Gráfico 7.8. Comparación de los distintos costos del transporte de hidrocarburos



Fuente: adaptado de Crane, 2000.

7.7 La refinación del petróleo

7.7.1 Los productos de refinación

En las refinerías de petróleo se separan las distintas cadenas de hidrocarburos de las cuales está compuesto el petróleo (por medio de la destilación) o se modifican estas (por medio de un proceso de craqueo o descomposición) para convertirse en productos para aplicaciones específicas. Entre los principales productos se tienen: gas licuado (GLP), éter de petróleo, gasolinas, kerosene, diésel, *jet fuel*, aceites lubricantes, asfaltos y breas.

El cuadro 7.7 muestra los diferentes derivados de petróleo obtenidos en una refinería, su composición (número de átomos de carbono de las moléculas), su punto de ebullición (valor importante para establecer las temperaturas de destilación de cada producto) y sus usos.

Cuadro 7.7. Productos de destilación del petróleo crudo y sus usos

Producto	Composición	Punto de ebullición (grados centígrados)	Usos
Gas natural y gas licuado de petróleo	C1 - C4	Menos de 30	Combustible y petroquímica.
Éter de petróleo	C5 - C6	30 a 60	Disolvente.
Gasolinas	C6 - C12	30 a 180	Combustible para motores.
Kerosene y diésel	C11 - C16	170 a 290	Combustible para motores y para calefacción. Cada producto depende del porcentaje de C11 a C16, nivel de impurezas, y tipo de enlaces entre los átomos de carbono (Gary y Handwerk, 2003, pp. 14-15).
Jet fuel	C9 - C15	150 a 300	Combustible para aviones a reacción. Las especificaciones —punto de congelación y calidad de combustión, entre otros— determinan la composición de C9 a C15 y el tipo de enlaces entre los átomos de carbono. (Lluch, 2008, p. 133).
Fuel oil	C14 - C18	300 a 350	Hornos y calderas industriales y combustible marítimo.
Aceites lubricantes	C15 - C24	300 a 370	Lubricantes.
Asfalto y brea	C25 -	350 y más	Construcción.

Fuentes: elaboración propia. Basado en Gary & Handwerk, 2003 y Lluch, 2008.

A continuación, se detallan las características de los productos principales de la destilación (cuadro 7.7).

Gas licuado de petróleo o GLP. Está constituido por hidrocarburos de 3 y 4 átomos de carbono (propano y butano). A temperatura ambiente se encuentra como gas, pero se convierte en líquido a presiones bajas. Sus aplicaciones son como fuentes de energía en los sectores residencial, comercial e industrial. También se utiliza como combustible para automóviles. Es más pesado que el aire por lo que se requieren precauciones en su almacenamiento, sobre todo de balones de gas en centros de distribución, hogares y locales comerciales.

Gasolinas. Son unos de los principales combustibles para los automóviles de combustión interna, aunque en algunos países están siendo sustituidos parcialmente por gas natural y GLP. Las gasolinas son los primeros combustibles líquidos que se obtienen del fraccionamiento del petróleo. Tienen componentes hidrocarbonados de 4 a 10 átomos de carbono y una temperatura de destilación de entre 30 y 200ºC. Para obtener más gasolina se emplean otros procesos: desintegración térmica y catalítica. A partir de la desintegración catalítica se obtienen gasolinas de alto octanaje. La calidad de la gasolina se mide por el octanaje o índice de octano que mide la resistencia que presenta un combustible a detonar prematuramente cuando es comprimida dentro del cilindro de un motor (erróneamente se asocia el octanaje con el poder calorífico).

Diésel. Es el resultado de una mezcla de distintos componentes (kerosenes y destilados medios) de 11 a 16 átomos de carbono obtenidos de la refinación. Los vehículos alimentados con diésel trabajan según el ciclo que lleva el mismo nombre. A diferencia de los motores para gasolina, no existe un premezclado con aire, sino que el diésel y el aire se inyectan directamente al motor, y la combustión no se origina por un agente externo (chispa), sino por autoignición del combustible. Además de exigencias de calidad, también se requiere que el diésel tenga contenidos de azufre menores a 50 ppm (partes por millón) para evitar la contaminación ambiental.

Jet fuel. Es el combustible para las turbinas de aviones a reacción. La mezcla de hidrocarburos, que es de entre 9 a 15 átomos de carbono, debe proporcionar una buena combustión. Además, los factores limitantes son el punto de inflamación y el punto de cristalización, los cuales se determinan sobre la base de las temperaturas que deben soportar los aviones.

Fuel oil. Está formado básicamente por un residuo procedente de la destilación del crudo, que contiene una mezcla de moléculas con 14 a 18 átomos de carbono. Sus usos son de dos tipos: *fuel oil* para hornos y calderas industriales y *fuel oil* marino. La viscosidad, el contenido de azufre y el contenido de metales son los factores limitantes de estos productos. La viscosidad está relacionada con el buen funcionamiento de los mecheros, el contenido metálico ocasiona la corrosión de los hornos y el azufre tiene efectos contaminantes.

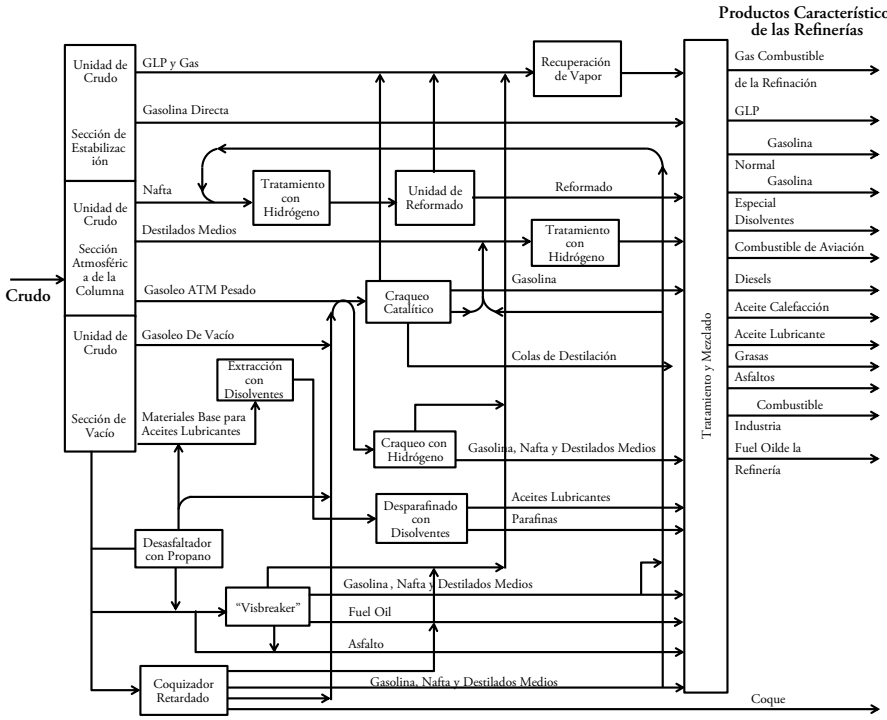
Lubricantes. Están constituidos por mezclas de entre 15 y 24 átomos de carbono. Son sustancias que se interponen entre dos superficies generalmente en movimiento para reducir la fricción entre ambas. Por ello sus propiedades más importantes son viscosidad —permite que la capa de aceite se mantenga adherida a las superficies en contacto—, punto de congelación —para evitar el endurecimiento del lubricante— y volatilidad.

7.7.2 El proceso de refinación[7]

El gráfico 7.9 muestra un esquema de una refinería típica. Los procesos principales de una refinería son:

[7] Esta sección está basada en Gary y Handwerk, 2003.

Gráfico 7.9. Esquema de una refinería



Fuente: Gary & Handwerk, 2003.

a) **Destilación atmosférica** o ***topping***. Proceso físico que consiste en calentar un líquido hasta que sus componentes más volátiles pasan a la fase de vapor y, a continuación, enfriar el vapor para recuperar dichos componentes en forma líquida (por medio de la condensación) obteniendo GLP, gasolinas, *jet fuel*, kerosene y diésel (estos dos últimos se denominan también gasóleos).

b) **Destilación al vacío**. Los materiales no volatilizados en la destilación atmosférica se envían a una torre de fraccionamiento en la cual se destilan a mayor temperatura, pero menor presión

para evitar su descomposición térmica obteniendo una parte de *jet fuel*, kerosene y diésel, así como el total de aceites lubricantes, asfaltos y *fuel oil*.

c) **Craqueo**. Proceso químico por el cual los hidrocarburos de cadenas largas de carbono se descomponen o fraccionan en compuestos más simples. Existen dos tipos de craqueo: térmico —aplicación de calor y alta presión— y catalítico — mediante calor y un medio catalizador—.

A continuación, se presenta una breve descripción del proceso de refinación basada en el gráfico 7.9.

- El crudo de petróleo se calienta en un horno y se carga a una columna de destilación que opera a presión atmosférica, donde se separa en butanos y gas húmedo, varias gasolinas, nafta pesada, kerosene, gasoil pesado y crudo de cabeza que no se evapora.
- El crudo de cabeza se envía a la torre de vacío y se separa en una corriente de gasoil que se evapora y una cola de crudo reducido que queda como líquido.
- Las colas de crudo reducido se craquean térmicamente para producir gas húmedo, gasolinas, gasoil y coque.
- Todos los *gasoils* se alimentan a la unidad de craqueo catalítico donde las moléculas se dividen para producir gasolinas.
- Las corrientes de gasolina de los diferentes procesos se alimentan a un reformador catalítico para mejorar su octanaje. Estos productos se mezclan para formar gasolinas de diversas especificaciones para su venta.
- Las corrientes de gas húmedo se fraccionan en la sección de recuperación de vapor para obtener GLP, hidrocarburos insaturados, butano e isobutano. El butano se mezcla para formar gasolina o GLP.

- Los destilados medios se mezclan en el diésel, combustible para reactores y combustible para calefacción con otros destilados para lograr las especificaciones deseadas de cada producto.
- En algunas refinerías, el gasoil pesado y el crudo reducido se procesan para obtener aceites lubricantes.

Cada refinería posee su esquema único del proceso, el cual está determinado por el equipo disponible, los costos de operación y la demanda de cada producto. La combinación óptima de insumos y productos se puede determinar a través de un programa matemático conocido como programación lineal[8] que se ilustra en la sección 7.7.3.

7.7.3 Los costos de refinación

Los costos de refinación pueden dividirse en dos partes: (a) costos de inversión y (b) costos de operación y mantenimiento.

Costos de inversión

El costo de inversión de una refinería depende de las dimensiones de la planta. Las economías de escala[9] son altamente significativas en estas plantas. Se entiende por economía de escala el costo unitario que disminuye conforme aumenta la dimensión de la planta. En el caso de las refinerías de petróleo, la ecuación de economía de escala es:

$$\frac{Costo\ de\ Inversión\ de\ la\ Planta_A}{Costo\ de\ Inversión\ de\ la\ Planta_B} = \left(\frac{Capacidad\ de\ la\ Planta_A}{Capacidad\ de\ la\ Planta_B} \right)^x \quad (7.1)$$

Por ejemplo, la capacidad de una refinería es de 400 000 barriles por día y su costo de inversión es de US$ 6000 millones. Si queremos

[8] Para ver un ejemplo, revisar Sydsaeter, 2012.

[9] Para una revisión detallada, ver Varian, 1998.

hallar el costo de una refinería de 100 000 barriles por día aplicamos la ecuación (7.1) para obtener:

$$\frac{Costo\ Inversión\ Planta\ A}{\text{US\$}\,6000\ millones} = \left(\frac{100\,000}{400\,000}\right)^{0.6} \tag{7.2}$$

De donde el costo de inversión de la planta es:

$$A = \left(\frac{100\,000}{400\,000}\right)^{0.6} \times \text{US\$}\,6000\,millones = \text{US\$}\,2400\,millones \tag{7.3}$$

Podemos observar que, de acuerdo con los costos totales de inversión, el costo unitario de la planta A es de:

$$\frac{\text{US\$}\,2400\,millones}{100\,000\,barriles} = \text{US\$}\,24\,000\ por\,barril \tag{7.4}$$

Mientras que el costo unitario de la planta B es de:

$$\frac{\text{US\$}\,6000\,millones}{400\,000\,barriles} = \text{US\$}15\,000\ por\,barril \tag{7.5}$$

Este costo es mucho menor que la planta de 100 000 barriles debido a las economías de escala. Por ello que la mínima dimensión recomendada para una refinería es de 200 000 barriles por día (Scherer, 1996).

Costos de operación y el margen de refinación

El margen de refinación es una manera práctica para determinar si los ingresos de una refinería están cubiertos por los costos de la materia prima y de los costos de operación y mantenimiento. Además, el margen de refinación se emplea para determinar la combinación óptima de productos que den los mayores ingresos en un periodo de tiempo (es decir, el mayor margen).

Para establecer la rentabilidad de una refinería se deben restar al margen de refinación los impuestos, así como lo correspondiente al costo de inversión.

El margen de refinación se puede calcular mediante la fórmula:

$$\sum Productos\ x\ P_P - \sum Crudos\ x\ P_c - CV = Margen\ de\ Refinación \quad (7.6)$$

Donde,
P_P: Precio de productos
P_c: Precio del crudo
CV: Costos variables

Ejemplo: si una gasolina ex planta sin impuestos se vende a 3.60 US$/*galón* o 150 US$/*barril*, el costo del petróleo es 100 US$/*barril*, y los costos variables son 20 US$/*barril* el margen de refinación sería de:

$$150\,\text{US\$/}barril - 100\,\text{US\$/}barril - 20\,\text{US\$/}barril = 30\,\text{US\$/}barril \quad (7.7)$$

Si se quieren obtener las utilidades netas se deberían restar la depreciación y los impuestos. Si asumimos la depreciación como 10 US$/*barril* y los impuestos como 5 US$/*barril*, las utilidades netas serían 30 US$/*barril* – 10 US$/*barril* – 5 US$/*barril* = 15 US$/*barril*.

Optimización de costos en la refinación

Una refinería puede usar diferentes tipos de crudo para generar, mediante diferentes procesos, una amplia variedad de productos. Es así que existen una serie de restricciones sobre capacidad de procesamiento y restricciones de calidad de los productos. Es por ello que el problema se puede expresar como uno de programación lineal en el cual la empresa busque maximizar sus beneficios o minimizar sus costos de producción. A continuación, se analiza el siguiente ejemplo basado en Dahl (2004):

En una refinería se pueden usar dos productos intermedios:

u_1: gasolina de alto octanaje (que permite un rápido arranque), pero con un máximo de capacidad de 120 000 unidades.

u_2: gasolina craqueada con un máximo de 150 000 unidades.

Con estos dos productos intermedios se pueden producir gasolinas comerciales de dos tipos: X_1 y X_2

Las características tecnológicas del proceso de mezcla indican que las funciones de producción de ambas gasolinas comerciales poseen una tecnología del tipo Leontief (donde los insumos son complementarios):

$$X_1 = 3Min\left(u_1, {}^{u_2}\!/_{2}\right) \tag{7.8}$$

Quiere decir que X_1 es igual al menor de $3u_1$ y de ${}^{3}\!/_{2}\,u_2$

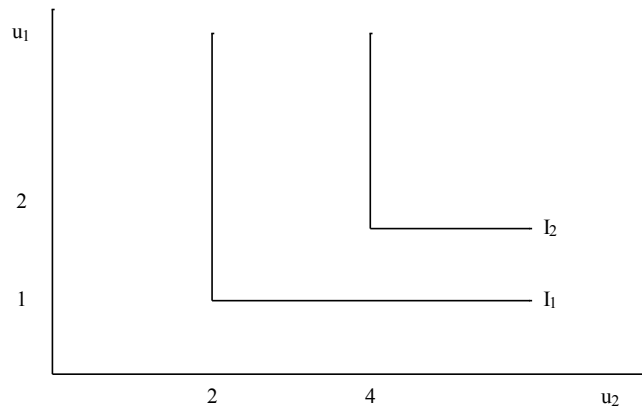
$$X_2 = 2Min(u_1, u_2) \tag{7.9}$$

Quiere decir que X_2 es igual al menor de $2u_1$ y de $2u_2$

Esto se interpreta como que para producir una unidad de X_1 se requieren ${}^{u_1}\!/_{3}$ unidades y ${}^{3u_2}\!/_{2}$ unidades y para producir una unidad de X_2 se requieren ${}^{u_1}\!/_{2}$ unidades y ${}^{u_2}\!/_{2}$ unidades.

Recordemos que, en funciones de producción de este tipo, la producción estará limitada por alguno de los dos factores, por lo que, en determinados rangos, no es útil tener más cantidad de un insumo si no se posee más del otro, lo que hace que las curvas de producción (isocuantas) tengan forma de L.

Gráfico 7.10. Isocuantas de producción de derivados a lo Leontief



Fuente: Dahl, 2004.

Si los beneficios unitarios por la producción de X_1 son US$ 0,12 por galón y de X_2 de US$ 0,15 por galón, los beneficios de la refinería serían los siguientes:

$$\pi = 0{,}12X_1 + 0{,}15X_2 \tag{7.10}$$

La empresa buscará maximizar estos beneficios teniendo en cuentas las restricciones de producción para los productos intermedios. La restricción para u_1 se construye sabiendo que para producir una unidad de X_1 se requieren 0,33 unidades de $u_1\left(1/3\right)$ y para producir una unidad de X_2, 0,5 unidades de $u_1\left(1/2\right)$, por lo que su uso total debe cumplir con la siguiente restricción de capacidad de la planta 1:

$$0{,}33X_1 + 0{,}5X_2 < 120\,000 \tag{7.11}$$

La restricción para u_2 se construye de forma similar sabiendo que para producir una unidad de X_1 se requiere 0,66 unidades de $u_2\left(2/3\right)$ y para producir una unidad de X_2, 0,5 unidades de $u_2\left(1/2\right)$, por lo que su uso total debe cumplir con la siguiente restricción de capacidad de la planta 2:

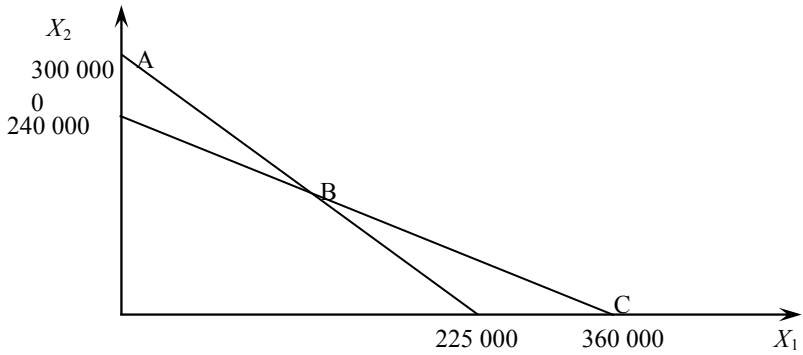
$$0{,}66X_1 + 0{,}5X_2 < 150\,000 \tag{7.12}$$

Entonces se tiene el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} &\textit{Maximizar} && \pi = 0{,}12X_1 + 0{,}15X_2 \\ &X_1, X_2 \\ &\textit{Sujeto a}: \\ &0{,}33X_1 + 0{,}5X_2 < 120\,000 \\ &0{,}66X_1 + 0{,}5X_2 < 150\,000 \end{aligned} \tag{7.13}$$

Este problema se puede resolver graficando las restricciones en el plano X_1, X_2 y analizando los beneficios obtenidos con tres posibles combinaciones de producción (puntos A, B y C).

Gráfico 7.11. Restricciones en el uso de insumos de la refinería



Fuente: basado en Dahl, 2004.

Los beneficios en los diferentes puntos son los siguientes: en el punto A = (0, 240 000) es igual a US$ 36 700. En el punto C = (225 000, 0) es igual a US$ 27 000. En el punto B (donde se cumplen ambas restricciones), se necesitan despejar de este sistema de ecuaciones las variables X_1 y X_2, lo que da X_1 = 90 000 y X_2 = 180 000, siendo los beneficios asociados de US$ 37 800. Dado que estos beneficios son mayores a los obtenidos en los puntos A y C, se escoge el punto B como aquel que permite obtener el mayor beneficio. Con ello, del producto intermedio u_1 se usarán 30 000 barriles para X_1, y 90 000 para X_2 y del producto intermedio u_2, se usarán 60 000 en X_1 y 90 000 en X_2.

Estas técnicas pueden ser extendidas a casos más complicados y realistas del proceso de refinación. Por ejemplo, en el cuadro se presenta el resumen de un problema de optimización donde se cuenta con cinco tipos de crudo (A, B, C_1, C_2 y D), para producir cuatro tipos de productos (gasolina (G), *heating oil* (H), combustibles (F) y lubricantes (L)).

Los costos unitarios de los crudos por utilizar se presentan en la primera fila (a diferencia del ejemplo anterior donde estaban expresados sobre los productos), mientras que el uso de cada combustible en la producción de cada producto se presenta en forma de columnas. Por ejemplo, un barril del crudo B sirve para producir 0,5 del producto G o 0,2 del producto H.

En las columnas finales se presentan las restricciones de la demanda total por satisfacerse de cada producto. Por ejemplo, la demanda total del producto G es 170. Las restricciones sobre el uso de cada tipo de crudo se presentan en la última fila.

Cuadro 7.8. Resumen del problema de la refinería

Productos	**Tipo de crudo o proceso**					**Demanda de producto**
	A	B	C_1	C_2	D	
Costos unitarios por crudo	10	20	15	25	7	
	Requerimientos de crudo por proceso					
G	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	170
H	0.2	0.2	0.3	0.1	0.3	85
F	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	85
L	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	20
Crudo disponible	120	120	$C_1 + C_2 = 200$	150		

El problema de optimización —planteado en función al uso óptimo de los insumos— es el siguiente:

$$\textit{Minimizar}: \textit{Costo Total} = 10A + 20B + 15C_1 + 25C_2 + 7D$$
$$A, B, C_1, C_2, D$$

Sujeto a:

$$170 = 0,6A + 0,5B + 0,4C_1 + 0,4C_2 + 0,3D$$
$$85 = 0,2A + 0,2B + 0,3C_1 + 0,1C_2 + 0,3D$$

$$85 = 0,1A + 0,2B + 0,2C_1 + 0,2C_2 + 0,3D \quad (7.14)$$

$$20 = 0,2C_2$$

$$A < 120$$

$$B < 120$$

$$C_1 + C_2 < 200$$

$$D < 150$$

El problema se puede resolver usando la herramienta Solver, de Excel, con la cual se obtiene la siguiente combinación óptima en el uso de insumos que minimiza los costos y permite cubrir la demanda:

Cuadro 7.9. Combinación óptima de insumos

A	97
B	49
C1	2,7
C2	100
D	150,0

El costo total asciende a 5536,3.

Otro ejemplo se presenta a continuación:

Ejemplo completo de maximización de beneficios

Problema de optimización: determinar las tasas de producción de E y F que maximizan el beneficio operativo de la empresa.

Variables:

- X_1 = barriles por día consumidos de A
- X_2 = barriles por día consumidos de B
- X_3 = barriles por día producidos de E
- X_4 = barriles por día producidos de F

Disponibilidad máxima y costos de insumos A y B:

Insumo	Disponibilidad máxima (barriles por día)	Costo ($/barril)
A	40 000	0.15
B	30 000	0.20

Procesos 1 y 2

Proceso	Producto	Combinación requerida de insumos	Costo de procesamiento unitario	Precio de venta	Tasa de producción máxima (barriles por día)	Costo laboral ($por día)
1	E	2/3A, 1/3B	0.15$/barril de E	0.40 $/ barril de E	30 000	200
2	F	½ A, ½ B	0.05$/barril de F	0.33 $/ barril de F	30 000	350

Formulación del problema:

Beneficio operativo ($ por día)	Restricciones de balance en el uso de insumos	Restricciones sobre las variables
Ingresos por ventas: $0.4X_3 + 0.33X_4$	$X_1 = 0.667X_3 + 0.5X_4$	$0 < X_1 < 40\,000$
Costo de insumos: $0.15X_1 + 0.2X_2$	$X_2 = 0.333X_3 + 0.5X_4$	$0 < X_2 < 30\,000$
Costo operativo: $0.15X_3 + 0.05X_4 + 350 + 200$		$0 < X_3 < 30\,000$
Beneficio total: $\pi = 0.25X_3 + 0.28X_4$ $-0.15X_1 - 0.2X_2 - 550$		$0 < X_4 < 30\,000$

La solución obtenida usando el programa de optimización Solver es la siguiente:

a. $\pi = \$5100$ *por día*
b. $X_1 = 35\,000$ *barriles por día*
c. $X_2 = 25\,000$ *barriles por día*
d. $X_3 = 30\,000$ *barriles por día*
e. $X_4 = 3000\,B$ *barriles por día*

7.8 La Comercialización Minorista de Hidrocarburos

La comercialización minorista de hidrocarburos la realizan las estaciones de servicio de combustibles líquidos y de gas. Estas instalaciones están sujetas a diversos riesgos por lo que deben contar con un diseño adecuado. En el aspecto económico la comercialización minorista se caracteriza por:

- Pocas barreras a la entrada para nuevas estaciones de servicio
- La posibilidad de integración vertical con los mayoristas salvo en casos en que este prohibida por ley
- Diferenciación de marcas
- La asimetría en la transmisión de shocks de precios (incrementos de precios en el petróleo se transmite más rápidamente a los clientes que una caída de precios del mismo
- Los clientes prefieren abastecerse en las estaciones más cercanas. Estas estaciones forman el llamado mercado relevante para cada grupo de clientes.

Este último tema es importante desde el punto de vista de política económica para promover la competencia en el mercado. Si bien se sabe que los clientes tienden a abastecerse en las estaciones de servicio más cercanas a su trayectoria, es complicado establecer la dimensión del mercado definido por esta preferencia.

Una prueba que se emplea comúnmente para determinar la extensión de un mercado es la de establecer el área dentro de la cual un grupo de consumidores cambian de estación de servicio ante un aumento significativo del precio. Para ello se puede utilizar la correlación de precios: si el coeficiente de correlación de precios entre dos establecimientos es cero, los precios no pertenecen al mismo mercado. Este método presenta la dificultad de determinar cuál es el nivel de correlación que lleve a la conclusión de que los establecimientos pertenezcan al mismo mercado.

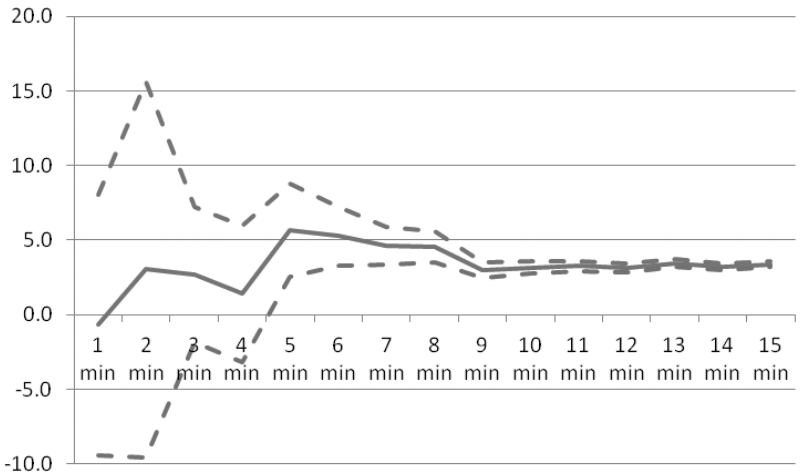
Para hacer frente a este problema, Perdiguero y Borrell (2012) sugieren la prueba del monopolista hipotético como un método para determinar que estaciones de servicio pertenecen al mismo mercado. Utilizan como ejemplo el mercado de Cataluña, georreferenciando 590 estaciones de gasolina interurbanas, considerando los tiempos de desplazamiento entre ellas. Para ello, emplean el método SSNIP (*Small but Significant Non-Transitory Increase in Prices Test*). La prueba mide las posibilidades de que un monopolista aumentase los precios significativamente (al menos 5%) si adquiriese las firmas rivales de la zona. Los resultados de su análisis muestran que la participación de diversos operadores para diversas áreas delineadas por tiempo de recorrido (de 1 a 30 minutos) influye en los precios según cada tiempo de recorrido. Con este método consideran que el mercado relevante – es decir aquel en que las empresas de dicho mercado compiten entre sí está definido por aquellas estaciones de servicio comprendidas dentro de un tiempo de recorrido de 6 minutos. Ver gráfico 7.12.

Si bien las estimaciones del documento de Perdiguero y Borrell requieren de un tratamiento extenso, en esta sección se presenta un resumen de dicho método:

1. Los autores estimaron los precios de gasolina de las estaciones de servicio para cada isocrona (Para cada tiempo de recorrido entre 1 y 30 minutos). A mayor número de estaciones menores eran los precios.

2. En función a las ecuaciones estimadas, los autores estimaron los precios por cada isocrona en el caso de que solo hubiera una empresa (monopolista).
3. Para cada isocrona se calcularon las diferencias entre los precios existentes y los que se hubieran dado si existiera una sola empresa.
4. Para aquellas isocronas donde las diferencias de precios entre las empresas existentes y las que se hubieran dado de haber una sola empresa eran de 5% o más se consideró que las áreas abarcadas constituían el mercado relevante. Como se mencionó anteriormente dicha área estaba comprendida por las estaciones de servicios dentro de 6 minutos de recorrido.

Gráfico 7.12. Incremento de precios del monopolista hipotético. Mercados delimitados por tiempo de desplazamiento (%)



Fuente: Perdiguero y Borrell, 2012.

Capítulo 8
Gas natural

8.1 Características del gas natural

El gas natural es una fuente de energía de origen fósil. Está conformado por una mezcla de hidrocarburos livianos —principalmente metano, el cual representa entre 80% y 95% del total; y etano, que representa el resto— que en la naturaleza se encuentran en estado gaseoso o en disolución con el petróleo (gas natural asociado). El metano y el etano no requieren plantas de refinación complejas para procesarlo y conseguir productos comerciales, por lo que estos se obtienen como gas natural seco luego de un sencillo proceso de separación. El otro componente que comúnmente se encuentra con el gas natural está formado por el butano, propano y pentano, que se conocen como los líquidos de gas natural, los cuales son procesados en plantas de fraccionamiento para obtener combustibles comerciales como el gas licuado de petróleo (mezcla de butano y propano) y las gasolinas.

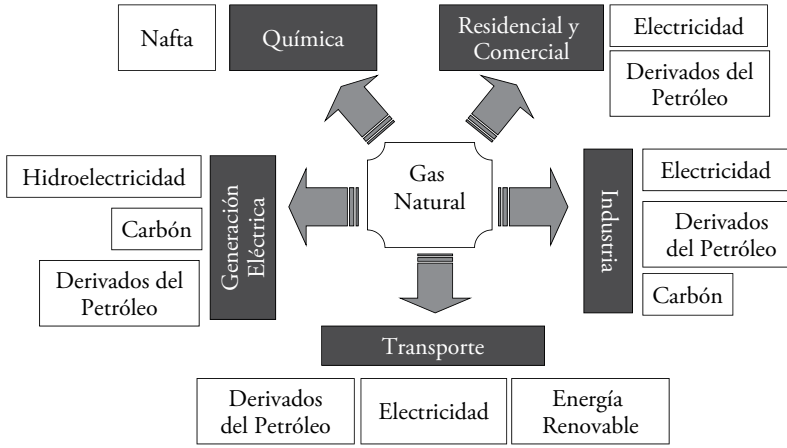
El gas natural seco tiende a expandirse al contacto con el medio ambiente, por lo cual su almacenamiento a gran escala no es económicamente viable y su transporte y distribución por ductos son costosos, por lo que representan una parte importante (de 20% a más del 80% del costo, según el tipo de consumidor) del costo del gas natural.

Las nuevas modalidades de transporte, como el gas natural licuado, tienen costos más altos que el transporte por ductos, aunque el gas distribuido de esta manera puede resultar más económico que otras alternativas. El gas natural seco es usado en la generación de calor y electricidad, así como en el transporte, y tiene también un uso no energético en la industria petroquímica (metano para producir fertilizantes y etano para producir polietileno).

Entre las principales características económicas que condicionan la organización de los mercados de gas natural están:

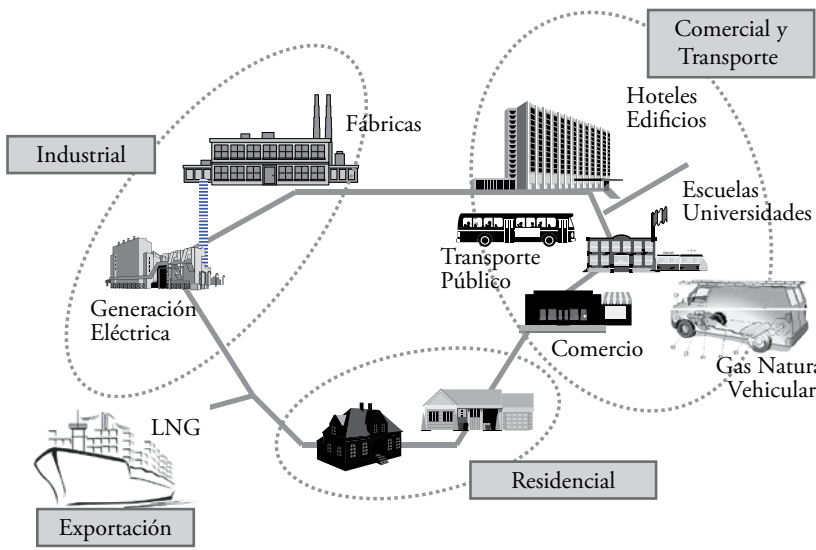
- La posibilidad de almacenamiento, que es comúnmente limitado.
- La existencia de segmentos con características de monopolio natural (transporte y distribución). Sin embargo, mayores niveles de demanda pueden cambiar progresivamente esta configuración.
- La existencia de inversiones de alto riesgo (exploración) y costos hundidos e inversiones específicas (explotación y transporte).
- Posibilidad de competencia en segmentos como la explotación (cuando hay gran número de cuencas) y diversas modalidades de comercialización.
- La competencia con otros combustibles en diferentes mercados, como con los hidrocarburos líquidos y el carbón en el segmento industrial y minero, las centrales hidroeléctricas y las otras tecnologías en el sector eléctrico, y el GLP, gasolinas y diésel en el transporte (ver gráficos 8.1 y 8.2).

Gráfico 8.1. Fuentes de energía en competencia con el gas natural



Fuente: Espinoza, 2005.

Gráfico 8.2. Mercados relevantes para el gas natural



Fuente: García & Vásquez, 2004.

En el mercado mundial, el gas natural aún no es considerado un *commodity.* Ello se debe a que: (a) no es susceptible de ser transado competitivamente en el mercado internacional, existiendo, sin embargo, mercados regionales que pueden ser competitivos en su ámbito; (b) sus características no están estandarizadas; y (c) no existe un mercado global de este producto por restricciones de infraestructura y el impacto de los costos de transporte. En el futuro, el gas natural podría convertirse en un *commodity* con la instalación de un mayor número de ductos regionales, ductos submarinos y la proliferación de plantas de licuefacción para la exportación de gas natural como gas natural licuado (GNL).

8.2 El proceso de abastecimiento y cadena del negocio

Las etapas involucradas en el proceso de abastecimiento del gas natural son:

8.2.1 Exploración

Esta es una fase previa a la producción que es altamente riesgosa debido a los problemas de información sobre la existencia o no de reservas comercialmente aprovechables y a la incertidumbre sobre el descubrimiento de yacimientos y el volumen de gas almacenado en ellos. Usualmente, la exploración comienza con un estudio de la información geológica existente, seguida de análisis geológico y geofísico de las áreas seleccionadas. Esto determina si se justifica la perforación de pozos exploratorios. El costo de exploración de un pozo de gas natural está entre los veinte y treinta millones de dólares (precios a 2014) en tierra, mientras que en el mar es aproximadamente el doble.

8.2.2 Explotación de yacimientos

Es en principio una actividad competitiva, aunque dependiendo de la organización de la producción (por ejemplo, empresas estatales en Medio Oriente), del tamaño del mercado y de la abundancia de recursos, puede estar concentrada en pocos operadores. Esta actividad incluye:

perforación, recolección, compresión, separación de líquidos y purificación del gas natural. Los costos típicos de esta actividad fluctúan entre US$ 1.20/mil pies cúbicos y US$ 2.60/mil pies cúbicos —mil pies cúbicos equivalen aproximadamente a un millón de BTU por lo que estos valores y los siguientes pueden leerse por mil pies cúbicos o por millón de BTU—. Los determinantes principales de estos costos son: la magnitud de las reservas, la producción y tiempo de vida de cada pozo, la profundidad de los pozos y la composición y presión del gas. Las economías de escala son importantes, por cuanto a mayor producción los costos unitarios son menores. Para los yacimientos de gas asociado, es decir con producción de gas y líquidos, los costos deben dividirse entre ambos productos con resultados que pueden ser muy distintos a estos valores.

8.2.3 Transporte y distribución

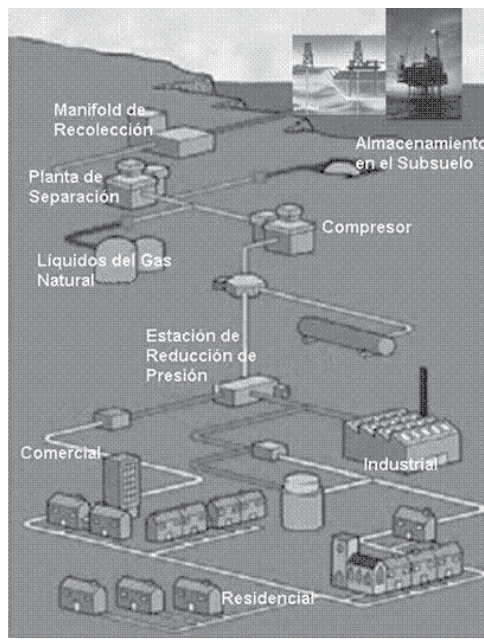
El transporte y la distribución están conformados por la infraestructura necesaria para llegar a los clientes finales, debido a que normalmente los yacimientos de gas natural suelen estar lejos de los grandes centros de consumo (gráfico 8.3). Una de las características más importantes de la industria ha sido la gran extensión y magnitud de los gasoductos, los cuales llegan hasta las conexiones de los usuarios sean estos industriales, eléctricos, vehiculares, comerciales o domésticos.

El transporte de gas natural se realiza mediante ductos de acero de gran diámetro que conectan el gas de los centros de purificación y lo llevan a la entrada de las ciudades o centros de donde se distribuye el gas a los diferentes tipos de consumidores.

Los ductos de distribución reciben el gas de los ductos de transporte y lo distribuyen a través de una red conformada por ductos de acero de diverso diámetro, de los cuales se distribuye el gas a los diversos tipos de consumidores. En el caso de la distribución a los consumidores domésticos, el último tramo de los ductos es frecuentemente de PVC u otro material diferente al acero, para reducir costos.

Las redes de transporte y distribución de gas exhiben características de monopolio natural, por sus costos decrecientes. El costo unitario de un ducto cuyo diámetro sea el doble que otro ducto puede tener costos unitarios de transporte y distribución 30% menores que el de menores dimensiones[1]. En países con gran desarrollo del gas natural, reflejado en varias redes interconectadas, esta industria puede tornarse más competitiva, como es el caso de Estados Unidos, donde en el Henry Hub de Luisiana confluyen diversos ductos, que conforman un mercado competitivo. Es por ello que el precio en dicho punto es utilizado como precio de referencia para el mercado americano.

Gráfico 8.3. Proceso de abastecimiento del gas natural



Fuente: Osinergmin.

[1] Véase el ejemplo de economías de escala en la sección 7.6.3 del capítulo referente al petróleo.

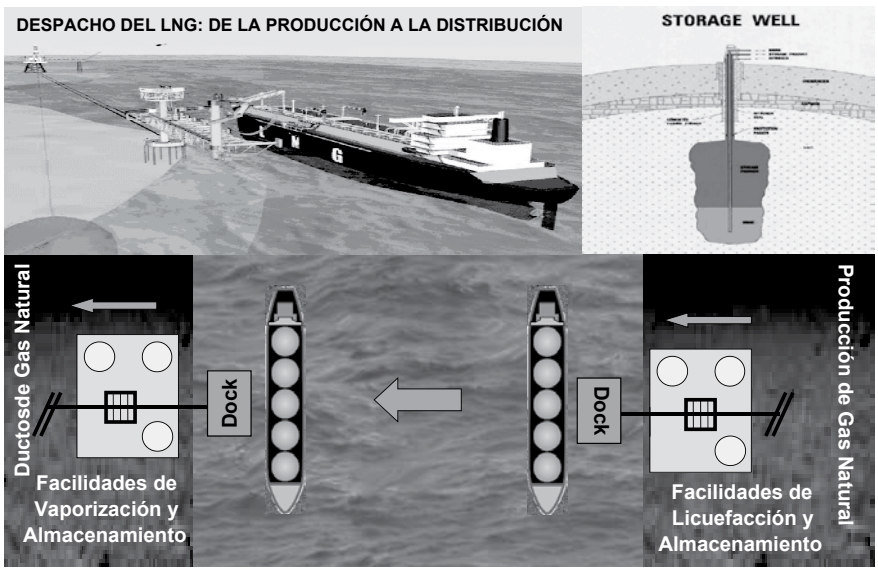
Las inversiones en las redes de transporte son relativamente elevadas en comparación con los oleoductos, pues requieren unidades de compresión de alto costo, tubos de especial calidad para soportar las presiones a las que trabaja el gas natural y sistemas de telemando y control sofisticados. El gas se puede almacenar a un costo razonable en los ductos de transporte—pero limitado a su capacidad— o en facilidades de almacenamiento artificiales a un mayor costo — por ejemplo, Salt Dome Trap Storage—. El costo de un ducto de transporte de unos 700 kilómetros y una capacidad de 500 millones de pies cúbicos por día puede ser de entre uno a tres dólares por mil pies cúbicos diarios. En cuanto a los costos de distribución, estos pueden fluctuar desde un dólar por mil pies cúbicos diarios para ductos de gran diámetro y distancias cortas (para generación eléctrica) hasta más de quince dólares por mil pies cúbicos diarios para ductos de diámetros pequeños y distancias largas —por ejemplo, para consumidores domésticos—.

Como se mencionó, también es posible transportar el gas mediante buques tanque en su forma licuada (LNG) (gráfico 8.4). Para su transporte por buque tanque, el gas es enfriado en plantas especiales, cuya construcción demanda fuertes inversiones, a menos de -160 C comprimiéndose en una relación de 1/600 veces, haciendo viable su transporte vía marítima en barcos «metaneros» (gráfico 8.4). Asimismo, se requiere una planta de regasificación. El costo típico de una planta de licuefacción de gas para 500 millones de pies cúbicos por día es de alrededor de US$ 1.80 por mil pies cúbicos por día, incluido el embarque en buques. El costo de transporte marítimo para una distancia de 5000 km es aproximadamente de un dólar por mil pies cúbicos por día, mientras que el costo de regasificación es de alrededor de US$ 0.90 por mil pies cúbicos por día. Es decir, que, utilizando los valores de exploración y transporte indicados en la sección anterior, el valor del gas de LNG en destino sería US$ 1.20-2.60 por mil pies cúbicos de explotación por día, US$ 1-3 por mil pies cúbicos de transporte terrestre por ducto del gas natural hasta la planta de licuefacción y US$ 3.70

por mil pies cúbicos por día por el proceso completo de LNG, lo que da un total de US$ 5.90-9.30 por mil pies cúbicos por día. Ello explica por qué el precio del gas natural en EE.UU. en 2013 fue del orden de US$ 4 por mil pies cúbicos —incluye producción y transporte solamente—; en Europa, de US$ 11 por mil pies cúbicos —incluye el costo del gas natural licuado—, y en Asia llegó a cerca de US$ 19 por mil pies cúbicos —incluye el costo del gas natural licuado transportado a mayores distancias que a Europa— (Tamayo, Vásquez, Salvador & García, 2014, p. 154).

Otra tecnología del transporte de gas natural es el que se da de forma comprimida en vehículos especiales por vía terrestre; el gas es posteriormente descomprimido al llegar a los centros de consumo. A esta modalidad se le denomina «gasoducto virtual» y es eficiente para demandas de tamaño mediano a una distancia no mayor a unos 500 km.

Gráfico 8.4. Proceso de transporte de gas natural licuado



Fuente: FERC, 2003.

8.3 Los mercados del gas natural

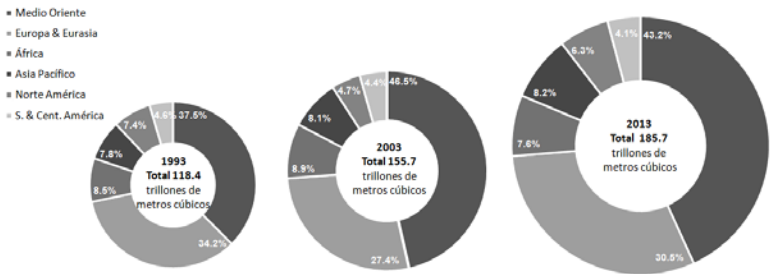
Las reservas probadas de gas natural tienen una distribución menos desigual que las de petróleo; entre ellas destacan áreas geográficas como Eurasia (Rusia) y el Medio Oriente. El cuadro 8.1 y el gráfico 8.5 muestran la evolución de reservas mundiales. Dado que a mayor profundidad de la tierra la mayor presión y temperatura rompen las moléculas grandes (líquidos) en otras más pequeñas (metano y etano), se espera que las reservas de gas se vuelvan relativamente más abundantes con el tiempo. Esto se puede apreciar en el cuadro 8.1, en el cual se evidencia que el nivel de reservas probadas de los países y regiones se ha incrementado con el paso del tiempo. Del cuadro también se desprende que, a nivel de países, Irán contiene la mayor cantidad de reservas probadas, Rusia la segunda y Catar la tercera. Respecto a las regiones, el Medio Oriente es la principal fuente de gas natural en el mundo, seguida por Europa y Eurasia.

Cuadro 8.1. Evolución de las diez principales reservas de gas natural

Países	1993 trillones de m^3	2003 trillones de m^3	2013 trillones de m^3
Irán	20.7	27.6	33.8
Rusia	-	30.4	31.3
Catar	7.1	25.3	24.7
Turkmenistán	-	2.3	17.5
EE.UU.	4.6	5.4	9.3
Arabia Saudita	5.2	6.8	8.2
Emiratos Árabes Unidos	5.8	6.0	6.1
Venezuela	3.7	4.2	5.6
Nigeria	3.7	5.1	5.1
Argelia	3.7	4.5	4.5
Resto del mundo	63.9	38.2	39.7

Fuente: basado en BP-British Petroleum.

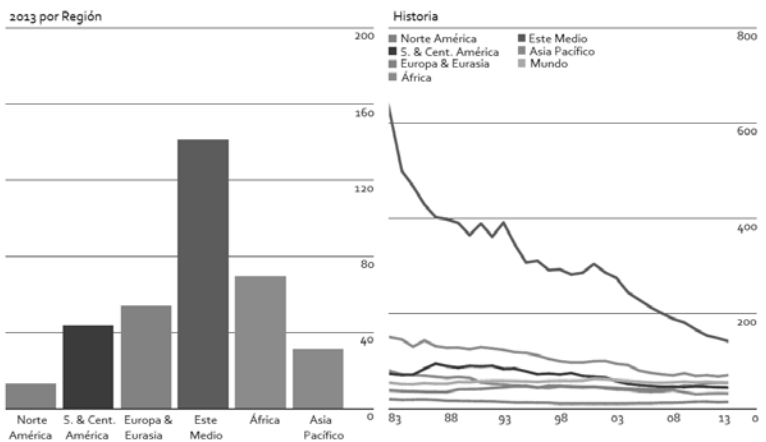
Gráfico 8.5. Distribución de reservas de gas natural en 1993, 2003 y 2013



Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

Seguidamente, tenemos el gráfico 8.6, del cual, según la British Petroleum, en 2013, las reservas probadas de gas natural a nivel mundial alcanzaron 185,7 trillones de metros cúbicos (tcm), cantidad suficiente para abastecer 55,1 años de producción mundial. Además, las reservas mundiales se incrementaron en un 0,32% respecto a 2012. El aumento de las reservas en los EE.UU. en un 7,1% representó casi todo el crecimiento neto de las reservas probadas mundiales.

Gráfico 8.6 Ratios de reserva-producción (R/P)



Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

El cuadro 8.2 muestra el consumo y producción de gas natural a nivel mundial, mientras que el gráfico 8.7 expone los flujos de comercio de gas natural en 2013. Se puede apreciar que Norteamérica se auto-abastece, aunque existe un flujo de exportaciones de gas natural de Canadá a Estados Unidos por gasoducto terrestre de aproximadamente 78.9 billones de m^3. Europa Occidental, por su parte, es deficitaria, siendo Holanda y Noruega los principales exportadores dentro del área. Sin embargo, alrededor del 30% del consumo —unos 212 billones de m^3— se importan principalmente de Rusia a través de un gasoducto al norte de Europa y de Argelia a través de un gasoducto submarino o como gas licuado al sur de Europa. En cuanto a Asia, Japón y Corea reciben gas licuado por medio de buques de Indonesia, Australia y Malasia por unos 86 billones de m^3 que representan casi el total del consumo de dichos países. El gráfico 8.8 muestra esta separación del mercado de gas natural en tres grandes bloques regionales.

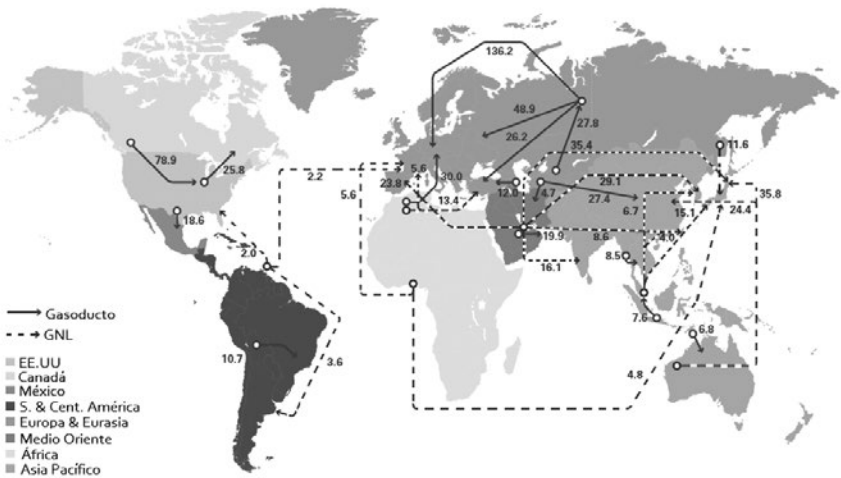
Cuadro 8.2. Evolución de la producción y consumo del gas natural en el mundo (en Mtep)

Producción	1993	2003	2013	Participación mundial 2013 (%)	Consumo	1993	2003	2013	Participación mundial 2013 (%)
EE.UU.	468.3	494.8	627.2	21%	EE.UU.	535.0	575.3	671.0	22%
Rusia	503.6	505.4	544.3	18%	Rusia	363.3	341.5	372.1	12%
Irán	15.7	74.4	149.9	5%	Irán	15.7	76.5	146.0	5%
Catar	12.2	28.3	142.7	5%	China	15.1	30.5	145.5	5%
Canadá	124.8	166.2	139.3	5%	Japón	47.9	71.8	105.2	3%
China	15.1	31.5	105.3	3%	Canadá	68.2	87.9	93.1	3%
Noruega	22.3	65.8	97.9	3%	Arabia Saudita	36.0	54.1	92.7	3%
Arabia Saudita	36.0	54.1	92.7	3%	Alemania	59.8	77.0	75.3	2%
Argelia	50.5	74.5	70.7	2%	México	26.8	46.3	74.5	2%

Producción	1993	2003	2013	Participación mundial 2013 (%)	Consumo	1993	2003	2013	Participación mundial 2013 (%)
Indonesia	47.7	65.9	63.4	2%	Reino Unido	57.8	85.8	65.8	2%
Malasia	22.4	46.6	62.1	2%	Emiratos Árabes Unidos	17.7	34.1	61.5	2%
Países Bajos	63.7	52.2	61.8	2%	Italia	42.1	64.1	57.8	2%
Turkmenistán	53.2	48.1	56.1	2%	Coreo del Sur	5.2	21.8	47.3	2%
México	25.7	37.5	51.0	2%	Tailandia	8.7	25.7	47.0	2%
Egipto	10.2	27.1	50.5	2%	India	13.7	26.6	46.3	2%
Resto del mundo	378.4	594.7	726.4	24%	Resto del mundo	532.5	725.6	919.4	30%

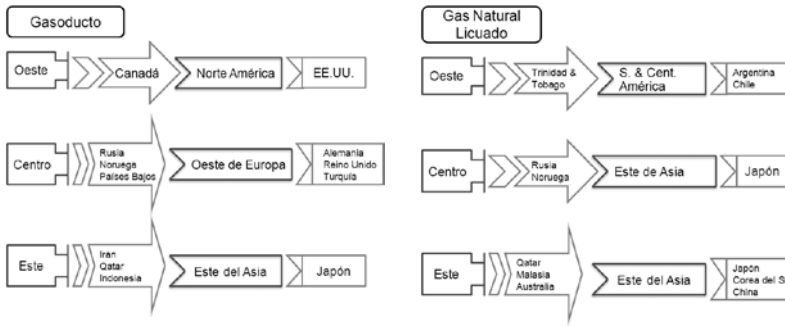
Fuente: BP-British Petroleum.

Gráfico 8.7. Principales flujos comerciales del gas natural en el mundo 2013. (billones de m^3)



Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

Gráfico 8.8. Principales mercados regionales del gas natural



Fuente: basado en BP-British Petroleum.

8.4 El precio del gas natural

El precio del gas natural para el consumo interno en un país puede estar regulado o puede ser de mercado libre. En tal sentido, en esta sección se discute el rango de precios que pueden establecer los productores en el mercado libre. Para ello existe un límite inferior y un límite superior.

El límite inferior está determinado por el costo de producción, específicamente por el costo marginal que representa el costo de producir los últimos volúmenes de gas. Por su parte, el límite superior está determinado por el precio de los sustitutos en los diversos usos.

El límite superior se debe establecer por cada tipo de uso. Supóngase, por ejemplo, que para que la generación de electricidad con gas natural sea competitiva (a igual costo) con la generación hidroeléctrica, el precio máximo del gas natural deba ser US$ 3/millón de BTU. Por otra parte, para que el precio del gas natural sea competitivo con el carbón en los altos hornos debe ser US$ 6/millón de BTU. Si no se puede discriminar en la venta a distintos consumidores, el precio máximo sería el de menor costo del sustituto, o sea US$ 3/millón de BTU.

Además, si los recursos son limitados, el productor debe determinar cuánto obtendría en el futuro de no producir los últimos volúmenes

de gas para venderlos a mayor precio en el futuro. Este principio fue desarrollado por Hotelling en 1931. Supongamos, en este ejemplo, que para competir con generación hidroeléctrica en cinco años (2020) el precio del gas podría ser de hasta US$ 4/millón de BTU (en lugar de US$ 3/millón de BTU en la actualidad). Es decir, una parte del gas se podría vender dentro de cinco años a US$ 1/millón de BTU más. Para determinar si se debe dejar de extraer un cierto volumen de gas para venderlo en 2020 uno se debe hacer la pregunta: ¿qué es mejor, US$ 4 en cinco años o US$ 3 ahora?[2]. Esto es equivalente a preguntar que si se invierten US$ 4 ahora a la tasa de interés, nos dará más o menos que US$ 5 en cinco años. El cuadro 8.3 nos da los valores de invertir US$ 4 a diferentes tasas de interés.

Cuadro 8.3. El valor en cinco años de invertir US$ 4 a diversas tasas de interés

Tasa de interés anual	Valor de US$ 4 en cinco años
3%	4.65
4%	4.86
5%	5.10
6%	5.35

O sea, que si se obtuvieran US$ 4 hoy y se invirtieran en el banco a una tasa de 3% por año, en cinco años se obtendrían US$ 4.65. Una mejor opción es no extraer el gas natural, esperar cinco años y venderlo a US$ 5. En cambio, si la tasa de interés que se puede obtener es de 6%, entonces sería mejor extraer y vender el gas hoy a US$ 4, invertir esa cantidad a 6% anual en el banco y obtener US$ 5.35. Este razonamiento está basado en la regla de Hotelling[3] (1931).

[2] Por simplicidad, se están excluyendo los costos de extracción con lo que se asume que el precio del gas natural es sin costo. De lo contrario se deberían comparar los US$ 5/millón de BTU menos costo de producción, con los US$ 4/millón de BTU menos costos de producción.

[3] Un tratamiento más exhaustivo del tema se puede obtener en dicho artículo. Su aplicación al gas natural se puede ver en DeAnne & Mashayekhi, 1990.

En resumen, el precio que puede establecer un productor de gas natural tiene como límite inferior su costo marginal de producción y como límite superior el precio al cual puede competir con el sustituto. Sin embargo, además, si las reservas de gas natural son limitadas, se debe contemplar también si es conveniente producir menos gas natural hoy para venderlo a mayor precio en el futuro.

8.5 Mecanismos de comercialización

8.5.1 Contratos de gas natural

Si bien el gas natural puede ser almacenado, está limitado a la capacidad del ducto. Por ello, se suelen realizar contratos que imponen niveles mínimos de utilización de la capacidad, aunque con algunos mecanismos que introducen flexibilidad en las transacciones. El grado de flexibilidad en los contratos de gas natural se puede definir como la diferencia entre la capacidad disponible por el usuario y la obligación de pago mínimo por no tomar el gas contratado. La necesidad de almacenar el gas natural depende de la flexibilidad entre los consumos diarios y anuales, y de la relación entre ellos. Estos contratos se clasifican en:

Obligación del comprador

Contratos *take or pay*. Es un contrato mensual en el que existe un pago fijo por un porcentaje de la cantidad diaria contractual (CDC) promedio mensual. El comprador abona el precio por el porcentaje fijo comprometido del gas natural.

Procedimiento *make up*. Es un mecanismo mediante el cual las obligaciones de pago por el volumen de gas natural tomado en exceso del pago mínimo anual pueden compensarse usando el gas prepagado y no utilizado en el periodo anterior.

Procedimiento *carry forward.* Es un mecanismo mediante el cual el gas natural tomado en exceso del pago mínimo anual es considerado

como un crédito contra volúmenes futuros de pago mínimo por gas no tomado y, por consiguiente, se reduce la obligación del pago mínimo. Es muy útil para manejar las variaciones anuales del consumo causadas por los ciclos del negocio o por las anomalías climáticas no cubiertas por la flexibilidad anual, pero que podrían ser balanceadas fuera del año.

Obligación del vendedor

Contratos *delivery or pay*. Mediante este mecanismo, el suministrador se compromete a satisfacer las necesidades de los usuarios en un porcentaje de la capacidad diaria contratada. En caso de fallas en el suministro, se compensa al usuario mediante diferentes mecanismos como son: costos incrementales para adquirir el sustituto, compensación tarifaria preacordada y reconocimiento de mayores costos reclamados al comprador por terceros y daños directos.

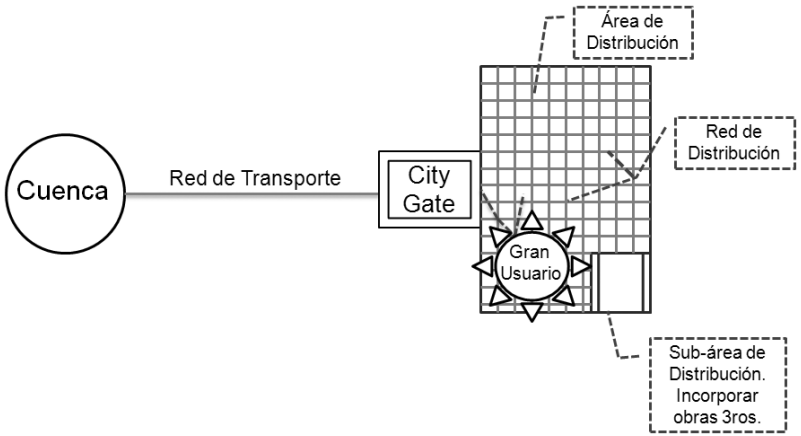
Como se ve, existen una serie de mecanismos que contemplan la continuidad del suministro. Estas cláusulas disminuyen los riesgos de provisión del servicio. Su uso permite programar adecuadamente las cantidades de gas natural por ser compradas y programar con suficiente antelación la producción de las empresas productoras de gas.

8.6 Modalidades de competencia en la industria

Red simple. Incluso en una red simple pueden existir diferentes formas de introducir competencia (gráfico 8.9). Por ejemplo, diferentes productores en la misma cuenca pueden competir ofreciendo gas natural a través de precios y flexibilidad en los contratos. En algunos sistemas, el distribuidor puede tener el desafío de un *bypass* físico por parte de los grandes usuarios industriales y centrales térmicas, que consiste en que los usuarios pueden conectarse directamente a la red de transporte. Sin embargo, en las redes incipientes donde el mercado aún es pequeño, este sistema puede inhibir las inversiones en ductos de distribución. También es importante hacer un análisis sobre si no se permite

la integración vertical entre las actividades de producción, transporte y distribución de gas natural con el objetivo de permitir el libre acceso al transporte y distribución por parte de los productores. Conforme la red se vuelve más compleja, se van incrementando las posibilidades de competencia (entre cuencas, distribuidores y comercializadores).

Gráfico 8.9. Dimensiones de la competencia en una red simple



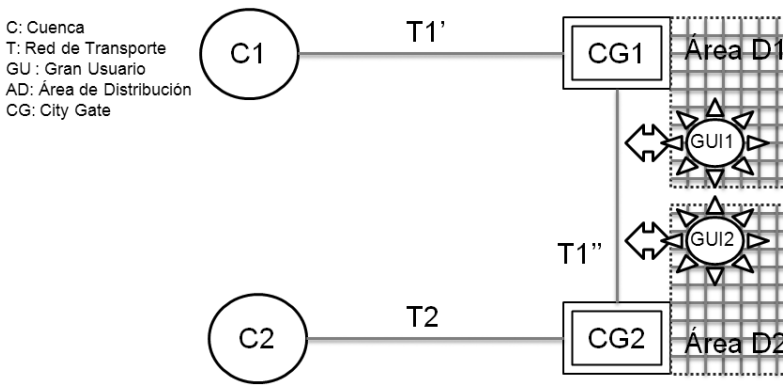
Fuente: Basado en Urbiztondo, 2002.

Existen varios factores que pueden inhibir la competencia como:

- Monopolización de la producción en la cuenca.
- Mecanismo de *pass-through* automático (desincentiva esfuerzo de compra de la distribuidora).
- Inexistencia de acceso abierto a las redes de transporte y distribución (monopolización de la capacidad de transporte).
- Integración vertical entre producción y transporte (preferencias que atentan contra la igualdad de acceso—posible «extensión del poder de mercado»—).
- Integración vertical entre distribución y comercialización.

Red compleja. En una red compleja, como la mostrada en el gráfico 8.10, se tienen distintos productores en diferentes cuencas. Las redes complejas, por sus características, pueden favorecer diversas modalidades de competencia. Por ejemplo, el *bypass* comercial en este tipo de redes puede tener ventajas para algunos grandes usuarios industriales (GUI), porque puede evitar rigideces en los contratos. Los grandes usuarios industriales pueden, por sí mismos, comprar más barato el transporte y el gas hasta su destino que lo determinado por la distribuidora de gas. Los comercializadores pueden ofrecer mejores servicios de atención al cliente, mejor facturación y financiamiento, gas y transporte más baratos, etcétera. La existencia de varios ductos con el mismo destino puede producir la competencia entre transportistas, como es el caso de Estados Unidos.

Gráfico 8.10. Competencia en una red «compleja»



Fuente: Basado en Urbiztondo, 2002.

En redes de gas natural desarrolladas, la competencia entre proveedores debe llevar a la formación de un precio similar entre las diferentes localidades. Sin embargo, el arbitraje —que se igualen los precios a través de la competencia— funcionará siempre y cuando exista una conexión entre las diferentes localidades y no se tengan límites al flujo de gas entre estas.

Además de la competencia entre empresas de gas natural, este producto compite con otros combustibles alternativos como el carbón y los derivados del petróleo. Los precios relativos entre estos combustibles dependerán de los costos asociados a la provisión del gas —importación, existencia de vía ductos extensos, abundancia de los recursos—. Como se ha indicado, el gas natural no tiene las características de *commodity* a nivel internacional que sí poseen los derivados del petróleo. Sin embargo, con la exportación del gas bajo la forma de gas licuado y el desarrollo de redes donde confluyen varios ductos, el grado de «commoditización» del gas natural se estaría incrementando.

8.7 Evolución de la industria del gas natural en Estados Unidos[4]

Uno de los mercados donde el gas natural tuvo un desarrollo temprano, y que actualmente es de los más grandes y sofisticados, es Estados Unidos. De acuerdo con la FERC (2003), en este mercado se pueden identificar diferentes etapas. Una primera podría denominarse «La era de desarrollo», que cubre entre 1910 y 1950, y que está asociada al inicio de la industria y la expansión de las redes de ductos. Una segunda etapa, que algunos denominan la «Era de la regulación», cubre entre los años cincuenta y mediados de los setenta. Esta etapa está constituida por el inicio de una serie de regulaciones estatales y federales de precios y calidad en la industria debido a la magnitud e importancia que eta estaba alcanzando. Una tercera etapa, que podría denominarse «La era de la ineficiencia en el mercado», va desde fines de los setenta hasta mediados de los ochenta. En este periodo habría existido un exceso de regulación que dificultaba el desarrollo del mercado; en particular se cuestionaba la regulación de los precios en boca de pozo (*wellhead prices*). Este periodo está caracterizado por cortes en el suministro

[4] Las secciones 8.7 a 8.10 están basadas en Tamayo, Vásquez, Salvador & García, 2014.

y ausencia de señales de precios que motiven la inversión. Una cuarta etapa es la «La era de ajuste», la cual va desde fines de los ochenta hasta 2010. En esta se inicia un proceso de desregulación en la industria, en el que destaca la desregulación de los precios en boca de pozo, el desarrollo del mercado de futuros y la introducción de nuevos agentes como los comercializadores (ver cuadro 8.4 y gráfico 8.11). A mediados de 2010, se inició una nueva era de regulación enfocada en temas ambientales y de seguridad, como consecuencia del derrame de petróleo en el Golfo de México.

Como resultado de las reformas de los años ochenta se dieron una serie de cambios físicos en la industria, tales como un significativo incremento de la capacidad de transporte, desarrollo de rapidez en la entrega, aumento de la capacidad de almacenamiento, desarrollo de nuevos ductos y mayores interconexiones y diversos avances tecnológicos. Paralelamente, se observaron cambios en la estructura económica de la industria, entre los que destaca un mayor énfasis en el fomento de la competencia y regulación ambiental, paulatina reducción de los operadores de ductos a solo el transporte, acceso abierto a los productores de gas natural, desarrollo de nueva oferta, desregulación de los precios en boca de pozo y surgimiento de un mercado secundario donde se transa la capacidad de transporte.

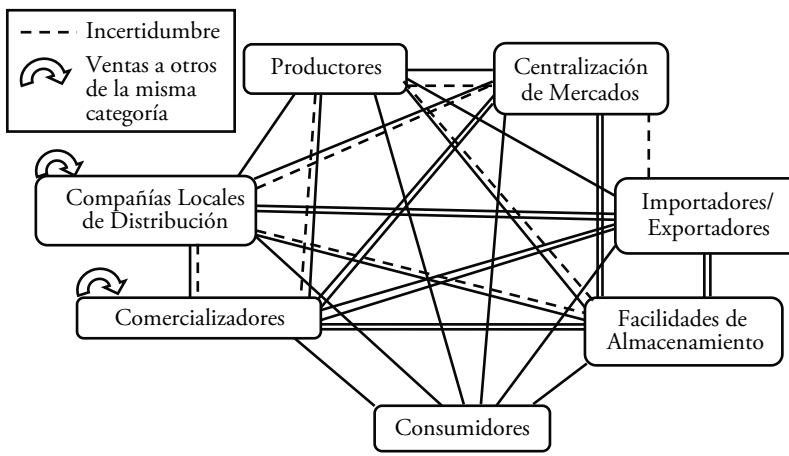
A partir de los años noventa se observó un incremento de la competencia en el mercado, la introducción de nuevos agentes como los comercializadores; el desarrollo de *hubs* —puntos de confluencia de ductos donde se genera un precio de referencia a partir del cual se firman contratos a futuro, como el Henry Hub de Luisiana— y de centros de comercialización; creación de oportunidades de mercado sobre la base del manejo de riesgos; adaptación de tecnologías; mayor orientación al consumidor y nuevas estrategias de negocios, incluyendo tipos de contratos; paulatina reducción de transportistas a operadores de redes; y desarrollo de instrumentos financieros (contratos a futuro, *forwards* y derivados).

Cuadro 8.4. Estructura de la industria de gas natural en Estados Unidos a inicios del año 2000

	Participantes	Millas de Tuberías	Régimen Regulatorio en el 2000
Productores	8000 independientes	0	Etapa de desregulación de precios se inició 1979 y concluyó en 1989.
	24 principales	0	
Ductos	160	285 000	FERC.
Comercializadores	260	0	No reglado.
Empresas locales de gas	1500	833 000	Comisión de Empresas Públicas.
Usuarios finales	Residenciales 53 millones	0	No regulado.
	Comerciales 4.5 millones		
	Industriales 40 000		
	Empresas eléctricas 500	0	Interestatal: FERC.
			Intraestatal: comisiones estatales.

Fuente: FERC, 2003.

Gráfico 8.11. Dimensiones de la red interestatal de ductos en Estados Unidos

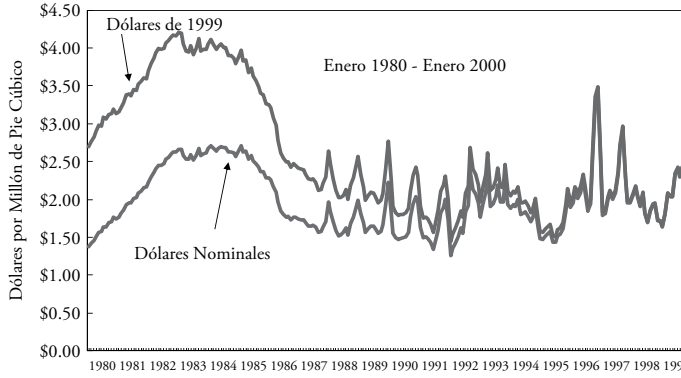


Fuente: FERC, 2003.

El 3 de abril de 1990 se inauguró en la New York Mercantile Exchange (NYMEX) el primer contrato de futuros de gas natural. El punto de entrega de este contrato fue el Henry Hub en Erath, Luisiana. En este punto se interconecta el gasoducto Sabine Pipe Line Co. con otros doce gasoductos. El éxito de este contrato se basó en la necesidad de cubrir los riesgos de la volatilidad de los precios para las distribuidoras locales y a la ausencia de restricciones de capacidad en el punto elegido. Los contratos que toman como referencia este punto permiten gestionar el riesgo por variaciones en los precios entre los puntos de entrega y de retiro, dada la correlación entre los precios de compra y de venta con el precio del Henry Hub. En estos mercados participan no solo comercializadores y productores de gas natural sino empresas dedicadas exclusivamente al *trading* de estos instrumentos financieros.

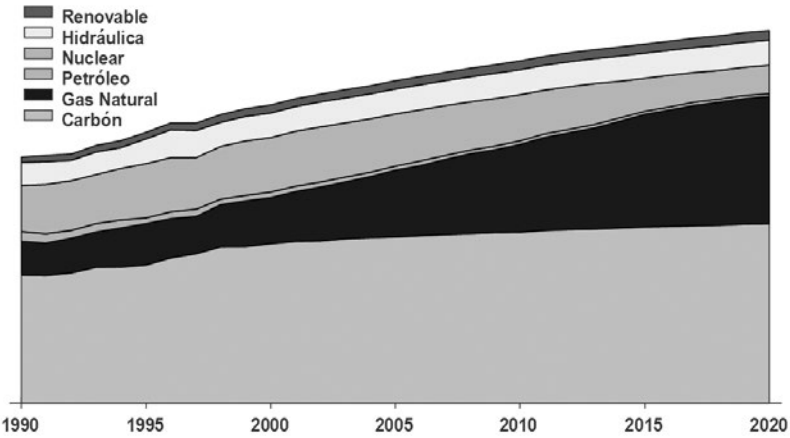
Otro acontecimiento importante en Estados Unidos fue la penetración del gas natural en diferentes segmentos, con énfasis en la generación eléctrica (ver gráfico 8.13), donde prácticamente la nueva inversión se dio en centrales a gas natural y se desplazaron otras tecnologías que habían tenido auge en décadas anteriores, como las centrales nucleares y el carbón.

Gráfico 8.12. Incremento de la volatilidad de precios mayoristas



Fuente: FERC, 2003.

Gráfico 8.13. Incremento del consumo de gas natural en la generación eléctrica en Estados Unidos



Fuente: FERC, 2003.

8.8 El mercado del gas natural en Europa

Antes de los años sesenta, solo Austria e Italia consumían gas natural, proveniente de su propia producción. Otros países europeos consumían cantidades moderadas de gas procedente del carbón, el cual tenía alta toxicidad por su contenido de monóxido de carbono. A partir de 1963, Holanda y Francia comenzaron a producir y consumir gas natural. A los pocos años se desarrollaron ductos de gas natural para abastecer de gas de Holanda a Bélgica, Francia y la República Federal de Alemania. Los primeros embarques de gas natural licuado llegaron al Reino Unido y Francia desde Argelia, en 1964.

Para 1973, Holanda, el Reino Unido, la República Federal de Alemania e Italia producían el 85% del gas natural de la región. En 1983, los principales productores eran Holanda, el Reino Unido, Noruega, la República Federal de Alemania e Italia, que abastecían el 76% de las necesidades de la región.

La Unión Soviética comenzó a exportar gas natural a Austria a través de Checoslovaquia en 1968. Después de 1973, más del 25% del gas natural provenía de importaciones dentro y fuera de la región, siendo Noruega y el Reino Unido los proveedores más importantes del continente. El descubrimiento de importantes yacimientos de gas natural en Noruega duplicó las exportaciones de gas natural en el continente en los años ochenta.

En 1983, la Unión Soviética acordó con Austria, la República Federal Alemana y Francia la construcción del ducto de gas natural de Yamal en Siberia, con un recorrido de 2760 millas, un costo estimado de 15 000 millones de dólares de la época y una producción de 288 mil millones de metros cúbicos por año. El potencial de gas natural en Rusia es muy grande y se estima que las reservas de dicho país equivalen a más de un tercio del total mundial. Sin embargo, esto conlleva también a la preocupación de Europa por su dependencia de Rusia.

Si bien las operaciones de importación, exportación y transporte están en manos privadas en Europa, los exportadores son empresas estatales —Statoil de Noruega, Gasprom de Rusia y Sonatrach de Argelia—. Además, los principales consumidores de gas natural en Europa son empresas con participación estatal —Gas de Francia, Distrigas de Bélgica, ENI de Italia, Ruhrgas de Alemania y GasUnie de Holanda—. Asimismo, los contratos internacionales son típicamente por 20 años y requieren un sistema complicado de aprobación de los gobiernos. Es decir, a diferencia de Estados Unidos, no existe un mercado competitivo en Europa, sino una mezcla de acuerdos entre gobiernos y contratos entre operadores privados y empresas estatales.

Para 2013 existía una gran red de ductos en Europa como herramienta de integración energética de la Comunidad Europea. Como resultado de estas redes, el 90% del total importado proviene de ductos de gas natural, siendo Rusia el proveedor más importante.

8.9 La industria del gas natural en Asia

La región asiática depende exclusivamente de las importaciones de gas natural licuado, debido a la falta de reservas de gas natural que tiene y a la distancia de los países productores. En los años setenta, en Asia se dio inicio a las importaciones de gas natural licuado y Japón se convirtió en el primer importador mundial con gas natural proveniente de Catar.

Debido a los altos costos de inversión requeridos para el sistema de licuefacción, transporte por buque y regasificación de gas natural, incluyendo la infraestructura portuaria, los contratos de compra de gas natural licuado son negociados a través del Ministerio de Economía, Comercio e Industria del Japón. Estos contratos son normalmente de 20 a 25 años e incluyen cláusulas *take or pay*. A la fecha, Japón continúa siendo el principal importador de gas natural licuado (37% de las importaciones mundiales) abasteciéndose de Rusia, Catar, Australia y Malasia. Los principales consumidores en dicho país son los generadores eléctricos, que representan un 75% de su consumo de gas natural. El otro país importador de Asia es Corea del Sur (17% de las importaciones mundiales), con gas natural licuado proveniente de Catar, Indonesia, Malasia y Omán.

8.10 La industria del gas natural en el Perú

Hasta 2004 la industria del gas natural en el Perú tuvo un desarrollo restringido y se limitó a las actividades de generación eléctrica y suministro en la zona de dos yacimientos de la costa norte y selva central. Se conocía la existencia de un potencial importante en el yacimiento de Camisea, localizado en el Cusco, con reservas estimadas en 12 TPC. Este fue inicialmente explorado por Shell, pero al no concretarse las negociaciones con el Estado, este último, a través de una subasta basada en las regalías por ser pagadas por el ganador, otorgó la concesión a un consorcio liderado por Pluspetrol, que inició sus operaciones en 2004.

En la actualidad, de las reservas probadas a diciembre de 2011, cercanas a los 13 TPC, un 70% corresponden al yacimiento de Camisea (lote 88). Se espera que las reservas en el Perú se incrementen significativamente, pues empresas como Petrobras y Repsol se encuentran explorando en la selva peruana.

8.10.1 Diseño del proyecto Camisea

Para el desarrollo del proyecto Camisea se optó por la separación vertical de las actividades de explotación, transporte y distribución, con objetivo de reducir el poder monopólico de las empresas.

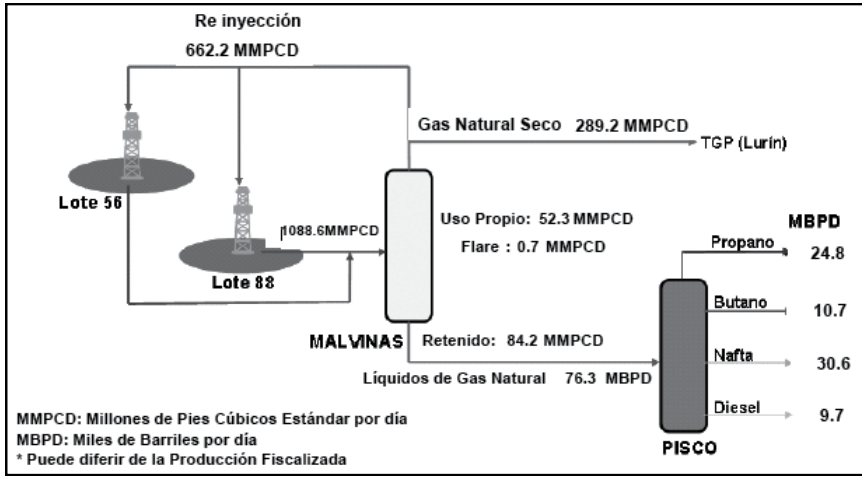
Respecto a la actividad de explotación del gas natural, se establecieron precios máximos para el gas en boca de pozo en el contrato de concesión, dada la existencia de un solo operador de campo, con un precio menor para la generación de electricidad, para que dicho segmento soportase el crecimiento inicial de la demanda. El gobierno, mediante la empresa eléctrica estatal Electroperú, firmó un contrato *take or pay* con Pluspetrol, que garantizaba una demanda de 56 MMPCD, adicional a la de los primeros clientes industriales. Los precios base en boca de pozo se fijaron en el contrato de explotación.

Para los ductos de transporte y distribución se establecieron tarifas reguladas basadas en costos medios de largo plazo. Dado el mínimo desarrollo del mercado de gas natural en el Perú, se determinaron medidas de promoción destinadas a concretar el financiamiento inicial de los operadores de los ductos, al otorgárseles un pago complementario durante el periodo en el que no se lograra un porcentaje de utilización, que permitiera ingresos suficientes para hacer rentable el proyecto durante los primeros años de operación. Este pago se financió mediante un cargo a los usuarios eléctricos, los cuales, por otra parte, se beneficiaban por la reducción de tarifas versus otras fuentes de electricidad. La concesión de transporte y distribución fue otorgada a la empresa que solicitó el menor costo del servicio: el consorcio liderado por Techint.

Gráfico 8.14. Red de ductos de gas natural del proyecto Camisea

Fuente: PLUSPETROL CAMISEA / TGP / Cálida.

Gráfico 8.15. La actividad de producción de gas natural en Camisea



Fuente: Osinergmin, noviembre de 2009.

En 2010, el Perú empezó a exportar gas natural bajo la modalidad de gas natural licuado, siendo el primer proyecto de este tipo en la costa del Pacífico. La empresa Hunt Oil, productora de gas licuado, firmó un contrato de 18 años para exportar anualmente 625 MMPCD a la costa de México, a un precio asociado al marcador Henry Hub. Este proyecto se consideró necesario para crear un mercado suficiente para asegurar los ingresos mínimos necesarios que dieran rentabilidad al proyecto Camisea.

El proyecto Camisea ha tenido un gran impacto en el sector energético. Destaca la entrada masiva de centrales a gas natural a ciclo simple y ciclo combinado al parque generador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, cuya capacidad total en la actualidad suma más de 3000 MW de los cerca de 6500 MW de capacidad del sistema. La generación a gas natural en el Perú representa ahorros importantes en costos de producción respecto a la generación a diésel y a carbón. En el caso de la industria, también se han registrado ahorros significativos —del orden de 50%—, con la conversión de hornos a carbón y diésel a hornos a gas natural en industrias de cerámica, cemento y otras. En la actividad de transporte, el gas natural vehicular ha experimentado un gran crecimiento: a diciembre de 2012 había unas 140 000 unidades que usan este combustible a costos que representan menos de la mitad de los obtenidos usando gasolina. Por último, en el segmento residencial, la introducción de mecanismos tarifarios de promoción que hagan competitivo el gas natural para dicho uso ha permitido contar en la actualidad con cien mil usuarios residenciales en Lima.

Los resultados positivos y el crecimiento de la demanda de gas natural han motivado que el Consorcio de Camisea ejecutara la segunda ampliación de las plantas de Malvinas con el objetivo de incrementar la capacidad de procesamiento de gas natural (470 MMPCD adicionales de gas seco) y gas natural licuado (35 000 barriles adicionales por día) con una inversión de US$ 490 millones en 2012. Así, la capacidad de procesamiento de Malvinas alcanzó los 1580 MMPCD de gas seco

y 120 000 barriles de GNL por día. En la actualidad, empresas como Petrobras y Repsol se encuentran explorando en la selva peruana y se esperan anuncios sobre posibles reservas.

En 2015 se inició la construcción de un ducto de gas natural en el sur del país. Se trata de un gasoducto con una capacidad de transporte de 500 millones de pies cúbicos por día y una longitud total aproximada de 1085 km desde la Planta de Malvinas en Cusco hasta las ciudades de Juliaca, Matarani e Ilo, y los puntos de derivación para los sistemas de distribución de gas natural por red de ductos a las ciudades de Quillabamba, Cusco, Arequipa, Moquegua y Tacna. El costo total actualizado del proyecto es de US$ 7.3 mil millones de dólares e incrementará la confiabilidad del sistema nacional de suministro de gas natural por tratarse de un ducto independiente del existente.

8.11 Perspectivas futuras

Las perspectivas de desarrollo del gas natural frente a otros combustibles son bastante favorables. Ello se debe, en primer lugar, a que, desde el punto de vista de contaminación ambiental, es menos contaminante que el carbón y el petróleo. En cuanto al potencial de producción, existen reservas más abundantes que las de petróleo por encontrarse en promedio a mayor profundidad con lo que la exploración ha sido menor. El gas de esquisto, al igual que el petróleo de esquisto —se diferencian del gas y petróleo convencionales por que se encuentran atrapados en materias rocosas y para su extracción requieren la rotura de rocas y la extracción con solventes— se encuentran en abundancia, aunque los costos de producción son mayores que los del gas natural y petróleo convencionales. Una ventaja adicional del gas natural es que en los países productores el precio al consumidor puede representar un ahorro de hasta 50% en el precio respecto a los productos energéticos con los que compite. Como se ha indicado, se espera que en las siguientes décadas se obtenga una mayor convergencia en el mercado

internacional de gas natural, como consecuencia del desarrollo de un gran número de plantas de licuefacción para la exportación de gas. Sin embargo, el elevado costo de transporte del gas natural en comparación con el de otros productos energéticos será un determinante por mucho tiempo de que los precios de gas natural en América, Europa y Asia sean significativamente diferentes.

Capítulo 9
Carbón

9.1 Introducción

El carbón es una de las fuentes más importantes de energía en el mundo y una materia prima imprescindible para la producción de acero. Aproximadamente unos 5000 millones de toneladas son comercializadas anualmente por un valor de US$ 250 mil millones, lo que representa unas tres veces el valor del aluminio, el segundo *commodity* comercializado mundialmente. La mayor parte del carbón —un 80%— se utiliza para generar electricidad, mientras que un 15%, para la industria del acero.

El carbón se utiliza desde tiempos antiguos; por ejemplo, en Manchuria se usaba en las fundiciones de cobre en el año 1200 a.C. En la época del emperador romano Adriano, las tropas en Escocia quemaban carbón para calentarse. Ya en el siglo XIII, la población británica quemaba carbón para calefacción por ser menos costoso que la madera. La producción de carbón en Inglaterra aumentó de unas 200 000 toneladas anuales en el siglo XVI a seis millones de toneladas anuales en 1770. La producción de carbón en dicho país experimentó un crecimiento acelerado en los siguientes dos siglos hasta llegar a casi 300 millones de toneladas por año.

Las primeras operaciones mineras a mediana escala tuvieron lugar en Inglaterra en el siglo XVI, las cuales eran rudimentarias a través de cortes en las montañas o un solo túnel sin mayor soporte. Ya en el siglo XVIII se utilizaron bombas para extraer agua y para ventilación. El uso de maquinaria y equipo de carga y transporte de material se inició en la década de 1920.

El alto costo de transporte de carbón en relación con su precio resultó en la concentración del comercio por regiones. A mediados del siglo XVIII, con el desarrollo de canales y otros medios de transporte más avanzados, se ampliaron los mercados. Durante la era de los ferrocarriles, a partir de los 1840, se fueron reduciendo los precios: el del carbón bajó de £ 1.40/tonelada en el siglo XVII a £ 0.40/tonelada en el siglo XIX. Las mejoras en el transporte internacional impulsaron el desarrollo de grandes operaciones mineras en Bélgica, Francia y EE.UU.

El crecimiento de la industria del acero en el siglo XIX —utilizando carbón en su fabricación— permitió la fabricación de buques con armazón de acero y motores de combustión, lo cual aumentó considerablemente la demanda de carbón. El desarrollo de la industria de generación eléctrica utilizando carbón como combustible constituyó el otro factor importante en el incremento significativo en el consumo de carbón.

Hasta principios de 1900, las empresas no eran selectivas respecto al tipo de carbón que producían por lo que lo utilizaban sin distinción para producir acero y energía.

9.2 Características del carbón

El carbón es una roca formada de residuos vegetales que han sido comprimidos y calentados de forma que han perdido la mayor parte de hidrogeno, oxígeno y otros elementos. Dados los diversos tipos de vegetales y las variadas condiciones climáticas, el carbón de cada lugar tiene diferentes características y, por ello, distintos usos.

Debido a las diversas temperaturas y presiones a la que han estado sujetas las materias que conformaron el carbón, este puede variar desde el *peat* de baja calidad hasta el carbón bituminoso de alto grado y las antracitas que se utilizan en metalurgia. Las diferentes calidades de carbón se pueden apreciar en el cuadro 9.1.

Cuadro 9.1. El valor calorífico de diversos tipos de carbón

	Gravedad específica	**Contenido de carbón (%)**	**Btu/lb**
Turba	0.85	61	3000
Lignito	1.04	67	6500-7000
Carbón subbituminoso	1.15	73	8000-1000
Carbón bituminoso	1.30	83	10 000-13 000
Antracita	1.50	95	15 000

Fuente: Kerr, 1919.

9.2.1 Clasificación y análisis del carbón

El cuadro 9.2 muestra una clasificación comúnmente usada para el carbón. El carbón de alto contenido se usa principalmente en procesos metalúrgicos por lo que normalmente se clasifica por su contenido de carbono. En cambio, el carbón de menor rango utilizado en la producción de energía se clasifica por su contenido de energía.

A mayor temperatura y presión en su formación, la proporción de carbono es mayor en el mineral. Esto se debe a la reducción de la emisión de carbono constituyente en el material que es expulsado durante los procesos metamórficos. Sin embargo, durante estos procesos puede ocurrir la introducción de líquidos de otros tipos de rocas, los cuales suelen contener azufre y hierro, que contaminan el carbón. En estos casos se requiere desulfurar los gases en la combustión del carbón. Debido al aumento en el contenido energético del carbón, que resulta de la metamorfosis, los usuarios suelen asumir los gastos adicionales de los equipos de desulfuración de carbón por su mayor contenido energético.

Cuadro 9.2. Clasificación de diferentes tipos de carbón

Clase	Grupo	Carbono fijo (%)	Materia inestable (%)	Valor de la caloría (MJ/Kg)
Antracita	Metaantracita	98-100	0-2	
	Antracita	92-98	2-8	
	Semiantracita	86-92	8-14	
Bituminoso	Volatilidad baja de bituminoso	78-86	14-22	
	Volatilidad media de bituminoso	69-78	22-31	
	Volatilidad alta de A bituminoso	<69	>31	>32.6
	Volatilidad alta de B bituminoso			30.2-32.6
	Volatilidad alta de C bituminoso			26.7-30.2
Subbituminoso	Sub-bituminoso A			24.4-26.7
	Sub-bituminoso B			22.1-24.4
	Sub-bituminoso C			19.3-22.1
Lignito	Lignito A			14.7-19.3
	Lignito B			<14.3

Fuente: Ward, 1984.

Cuadro 9.3. Composición química del carbón de diferentes edades geológicas

Humedad (%)	Edad	Materia volátil (%)	Carbono fijo (%)	Ceniza (%)	Azufre (%)	Energía (MJ/Kg)
2.4-10.2	Carbonífero	5,2-41,2	39,4-81,3	4,2-12,3	0,7-3,3	25,5-33,5
5.0-10.7	Cretáceo	35,8-42,4	38,1-50,4	6,4 - 15.0	0,6-1,1	23,7-30,0
5.0-45.9	Terciario	7,2-35,8	22,1-76,7	4,4-15,7	0,3-2,7	13,4-29,5

Fuente: Ward, 1984.

En Estados Unidos, el carbón se clasifica en función de su contenido térmico en BTU.

Cuadro 9.4. Clasificación del carbón según su contenido energético

Categoría	Definiciones EE.UU. BTU / lb	GJ/tonelada	Otras definiciones
Antracita	Más de 14 000	Más de 32.6	Más de 32.6
Carbón bituminoso	10 500 a 14 000	24.4 a 32.6	26.7 a 32.6
Carbón subbituminoso	8000 a 11 500	18.6 a 25.6	19.3 a 26.7
Lignito	6000 a 7000	14.0 a 16.3	Bajo 19.3

Fuente: Wyoming Coal Information Committee, 1997 y Ward, 1984.

El análisis del carbón se realiza no solo para obtener su contenido calorífico; normalmente incluye:

- Humedad o contenido de agua, que son importantes para determinar el contenido de carbón y establecer el proceso requerido para eliminar el agua.
- Materias volátiles, que son todos los materiales que se evaporan entre 900°C y 950°C.
- Ceniza, la cual constituye un problema para el medio ambiente.
- Carbón fijo, que consiste en el remanente después que los componentes antes mencionados han sido evaporados.
- Azufre, que es uno de los elementos que más influyen negativamente en el precio por sus implicancias ambientales. Además, puede tener efectos corrosivos en las calderas. Se considera que un carbón es bajo en azufre cuando tiene un contenido de azufre de 1.2 libras/millón de BTU o menos.
- Otros elementos como hidrógeno, nitrógeno y oxígeno que pueden afectar las propiedades del carbón, sobre todo en procesos metalúrgicos.

9.2.2 El carbón de coque

La habilidad del carbón de formar *caking* o coque, que consiste en fundirse en ausencia de oxígeno formando una masa sólida y esponjosa, es de gran importancia en la industria metalúrgica. Ello se debe a que se necesita coque como soporte del mineral de hierro y de los materiales fundentes en el horno. Este soporte es importante porque mantiene espacios vacíos para el pasaje de gases y material fundido dentro del horno, lo que permite el escape de gases y que el material fundido y los residuos sean extraídos por la base del horno. En la industria de acero se requiere coque de alta resistencia, mientras que otros tipos de coque se pueden utilizar en los demás procesos metalúrgicos.

No todos los carbones pueden convertirse en coque. En términos generales, al calentar el carbón para convertirlo en coque, se transforma parte de este a un estado semilíquido, y un mayor calentamiento resulta en la expulsión de los componentes volátiles. Conforme estos van escapando, el carbón se va solidificando hasta convertirse en coque.

En suma, el único método para determinar si un tipo de carbón se puede convertir en coque es por experimentación. Ello se debe a que algunos componentes del mineral de carbón pueden ayudar a su conversión en coque, mientras que otros pueden dificultarla.

9.3 Producción del carbón

9.3.1 Exploración y análisis de factibilidad

En los últimos años la tecnología de exploración de carbón ha experimentado avances tecnológicos considerables. Tanto las vistas satelitales como el análisis sísmico desarrollado para la industria del petróleo, el análisis geoquímico de los suelos y otras técnicas proveen información importante para establecer la presencia de yacimientos de carbón. Sin embargo, finalmente se requiere recurrir a la perforación para confirmar la presencia y extensión de los depósitos.

Una vez descubierto, un depósito precisa una serie de análisis y perforaciones para determinar volúmenes, calidad y estimados del costo de producción. Con esta información, que incluye profundidad y forma de los depósitos, se determina si el carbón se extraerá a tajo abierto o a través de socavones. El análisis incluye el desarrollo de un programa que considera construcción, equipos necesarios, recursos humanos y financieros, medidas para controlar el impacto ambiental y costos de transporte. Con esta información se prepara un estudio de factibilidad para establecer la rentabilidad del proyecto y decidir si se procede o no con él.

9.3.2 Minado

Las técnicas de minado —tajo abierto y diversas técnicas de socavón— dependerán de la distancia del depósito a la superficie y de su forma, que puede ser, por ejemplo, en capas horizontales o verticales.

Minas de tajo abierto

Estas utilizan diversos equipos móviles, incluyendo palas o excavadoras mecánicas y volquetes que llevan el carbón y las rocas desechables para su proceso o depósito respectivamente. En las minas más mecanizadas se utilizan fajas transportadoras que llevan el carbón hasta ferrocarriles de carga. Estas técnicas se utilizan en grandes operaciones mineras, lo que permite tener costos de minado por debajo de los US$ 8/tonelada. Otra ventaja de las minas de tajo abierto es que la remediación ambiental se puede realizar progresivamente conforme se desplaza la operación minera.

Minas de socavón

En muchos casos es necesario recurrir a este tipo de minado por la distancia de la superficie y otros factores. Para ello, el material debe tener suficiente valor que lo justifique. Además, en este tipo de minería las precauciones de seguridad deben ser mucho mayores que en los de tipo abierto. Un problema adicional son los gases que pueden presentarse durante las operaciones que incluyen metano, monóxido de carbono,

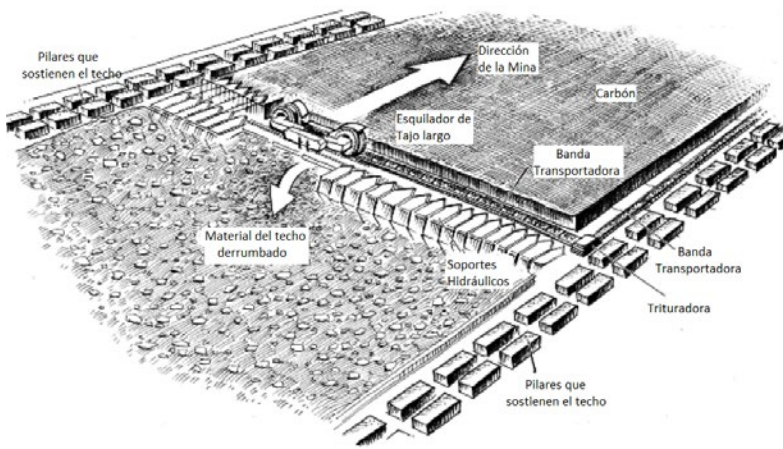
polvo de carbón y polvo de sílice. El metano es peligroso, pues causa explosiones en contacto con una chispa. Por su parte, el monóxido de carbono afecta la salud de los operarios, mientras que los polvos de carbón y sílice afectan los pulmones. Todo esto requiere sofisticados sistemas de ventilación en las minas de socavón.

Diversos tipos de minas de socavón son empleados de acuerdo a la forma y extensión de los depósitos:

Longwall mining

Es el método más económico para depósitos de gran extensión. Para ello se construyen dos túneles paralelos de hasta dos kilómetros de largo y un tercer túnel al final de los dos túneles para unirlos entre sí. Un *longwall shearer* —que es una gran (*gouging*) máquina— se coloca en el tercer túnel para extraer el carbón y llevarlo a uno de los dos túneles a través de los cuales se transporta el carbón a la salida. Más túneles se van construyendo en paralelo a los anteriores, que se van abandonando al terminar la extracción del carbón.

Gráfico 9.1. Método de *longwall mining*

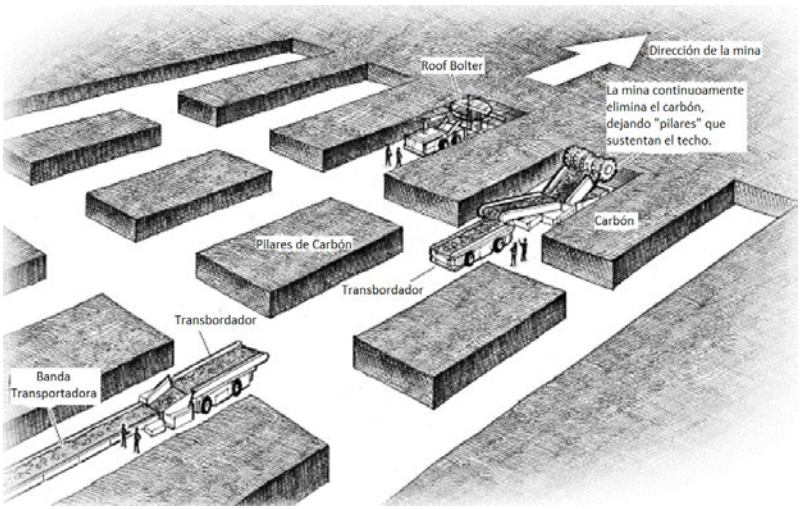


Fuente: Energy and Minerals Field Institute, 2010.

Room and pillar

Cuando existen problemas con la fortaleza de las paredes o fallas en los depósitos, se deben emplear métodos más costosos. Uno —el *room and pillar*— consiste en dejar columnas de mineral como soporte, que solo se trabajan antes de cerrar el túnel. Para extraer el carbón se utilizan desde métodos artesanales hasta palas mecánicas que depositan el carbón en una faja transportadora. Debido a la fragilidad de la estructura en este método se requieren soportes con planchas para los techos de las minas, lo cual aumenta el costo de minado.

Gráfico 9.2. Método de *room and pillar*



Fuente: Energy and Minerals Field Institute, 2010.

9.3.3 Procesamiento

Existen diversas técnicas para separar y mejorar la calidad del carbón que proviene de la mina. El proceso utilizado depende de las características del carbón.

Molienda y tamizado

El carbón extraído debe ser reducido a dimensiones que permitan su procesamiento con facilidad. Normalmente las rocas extraídas pueden llegar hasta un metro de diámetro. Estas rocas pasan por un proceso de molienda para reducirlas a 1.5-2.5 centímetros, según los requerimientos. Las máquinas de molienda pueden ser: trituradoras de quijada, trituradoras rotatorias o molinos, dependiendo de la consistencia y dimensiones del carbón.

Luego de la molienda, el material pasa por un proceso de separación por tamaño, para el que se usan cernidores mecánicos o una máquina clasificadora.

Lavado

El carbón puede separarse por densidad, para luego pasar a tanques de lavado donde el carbón flota a través de un proceso físico químico mediante el cual la roca queda al fondo de aquellos. A continuación, el carbón húmedo es conducido a un proceso de centrifugado para remover el agua.

9.3.4 Costos de minado y procesamiento del carbón

Estos costos dependen de las condiciones geográficas y geológicas del depósito, la técnica de minado empleado y los costos locales de mano de obra, equipo e insumos e impuestos.

Una de las regiones más económicas en la minería de carbón son los depósitos del Power River Basin de Wyoming. Los bajos costos se deben a la cercanía de los depósitos a la superficie y a su grosor. En 1996 el costo de producción y procesamiento en dichos depósitos era de US$ 5/tonelada, de los cuales la mano de obra representaba US$ 0.90/tonelada, los insumos y energía US$ 0.35/tonelada, la depreciación US$ 0.30/tonelada, la remediación ambiental US$ 0.20/tonelada, los impuestos y regalías US$ 1.85/tonelada, otros costos US$ 0.65/tonelada

y las utilidades brutas US$ 0.25/tonelada. Hasta 2014, estos costos equivalían a aproximadamente el doble. Por contraste, el costo promedio de producción y procesamiento de Anglo Coal en Sudáfrica fue de US$ 8.10/tonelada en el mismo año.

El costo total de transporte es un componente importante del precio total. De la mina hasta el punto de embarque a los centros de consumo se utilizan fajas transportadoras (hasta 25 kilómetros de distancia) y ferrocarriles (mayores distancias). Dada la magnitud del transporte, las empresas de ferrocarriles son en muchos casos (Wyoming) propiedad de las minas. Por otra parte, el transporte internacional —dados los costos y las economías de escala— se realiza en embarcaciones de 300 metros de longitud con hasta 220 000 toneladas métricas de capacidad. Los puertos de embarque normalmente dedicados al transporte de carbón mueven en promedio treinta millones de toneladas por año.

Las importaciones de carbón en Europa tienen lugar principalmente en diez puertos que representan casi la mitad de la carga. Entre ellos, Rotterdam y Marsella reciben entre 50 millones y 350 millones de toneladas por año.

9.4 Usos del carbón

El carbón se utiliza fundamentalmente en dos actividades: 1) para producir energía y 2) en procesos metalúrgicos. Entre las formas de producir energía de acuerdo al cuadro 9.5, se encuentra la generación de electricidad, las plantas de BKB (*brown coal briquettes*) y las plantas de combustible manufacturado (*patent fuel*). En el proceso metalúrgico se utiliza el carbón para producir acero (hornos de coque), en los altos hornos metalúrgicos para la fundición de metales como el hierro, plomo o cobre; y como insumo para la producción de hierro, acero y minerales no metálicos como el cemento.

Cuadro 9.5. Uso final de la OCDE por tipo de carbón, 2010

	Carbón térmico (Mtoe)	Coque (Mtoe)	Lignito (Mtoe)
Electricidad y calefacción	1336.3	5.14	536.22
Plantas de BKB y *patent fuel*	2.23	-	13.81
Hornos de coque/licuefacción	15.15	157.09	3.1
Altos hornos metalúrgicos	10.23	21.44	-
Producción de gas	-	-	8.16
Industria	83.6	1.81	12.3
- Hierro y Acero	8.91	1.18	0.2
- Química	15.48	-	3.49
- Minerales no metálicos	24.79	0.01	0.72
- Papel	10.39	0	0.26
Otras industrias	24.03	0.63	7.63
Otros sectores	27.92	0.2	8.62
Uso no energético	0.42	0.18	0.09
Total	**1481.11**	**185.51**	**582.73**

Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012b.

9.4.1 Carbón para la producción de energía

El mayor uso energético del carbón es en la producción de electricidad, aunque la industria lo utiliza también para producción de calor en altos hornos (cemento, fabricación de ladrillos, entre otros).

En el caso de la generación eléctrica, el carbón es uno de los combustibles preferidos en algunos países, en los cuales este se encuentra en abundancia, y donde las alternativas son más costosas o incrementan la dependencia de combustibles importados. Por ejemplo, en el Reino Unido casi el 25% de la electricidad se genera utilizando carbón, mientras que en EE.UU. el porcentaje aumenta a 45%.

Por ejemplo, un estudio de 1999 de WEFA, titulado «The Role of Coal in a Liberalized European Power Market», mostraba que el costo de generar electricidad (incluyendo el costo de capital) era de 80 £/*Tep*

con carbón, 60 £/*Tep* con petróleo y 90 £/*Tep* con gas natural entre 1988 y 1993; y de 60 £/*Tep* con carbón, 80 £/*Tep* con gas natural y 90 £/*Tep* – 80 £/*Tep* con petróleo entre 1995 y 1998.

Por otra parte, un estudio comparativo en EE.UU. (Ecool Vol. 29, March 1999) del costo de diferentes fuentes de energía para dicho país estimó que los costos de generación de electricidad en 1997 fueron: 2 US$*c*/*Kwh* para el carbón, 2 US$*c*/*Kwh* para gas natural, 2.5 US$*c*/*Kwh* para petróleo, 4 US$*c*/*Kwh* para energía eólica, 7 US$*c*/*Kwh* para biomasa y 16 US$*c*/*Kwh* para energía solar. Estos costos han cambiado, sobre todo en el caso del petróleo, cuyos precios variaron de menos de 20 US$/*barril* en la década de 1990 a más de 80 US$/*barril* en la década de 2000 y principios de la década de 2010.

La comunidad internacional considera que el uso de carbón, sobre todo para la generación eléctrica, constituye un grave problema ambiental. Ello se debe a que al generar electricidad con carbón se obtienen emisiones de CO_2 que ocasionan el efecto invernadero —el CO_2 contribuye al 55% de los gases de efecto invernadero— y de SO_2 que son la principal fuente de lluvia ácida. En contraste, la generación de electricidad a partir de gas natural en una planta eficiente genera aproximadamente la tercera parte de CO_2 que la que produce el carbón —y no ocasiona lluvia ácida—. Se ha estimado que, si se duplica la cantidad de carbón en la atmósfera, la temperatura mundial puede aumentar entre 1°C y 3°C, suficiente para deteriorar las capas polares.

En cuanto al contenido de azufre en el carbón, este puede variar del 0,1% del carbón a 8%. La combustión del azufre genera SO_2, que se combina en el aire con agua y oxígeno y forma ácido sulfúrico. Con objetivo de reducir el contenido de azufre en el carbón se ha desarrollado el proceso FCD, en el cual los gases producidos con la combustión del carbón se colectan y se procesan a través de una cámara de óxido de calcio que capta hasta el 97% del SO_2.

Para reducir las emisiones de CO_2 con la combustión del carbón y aminorar su impacto en el calentamiento global, se están desarrollando

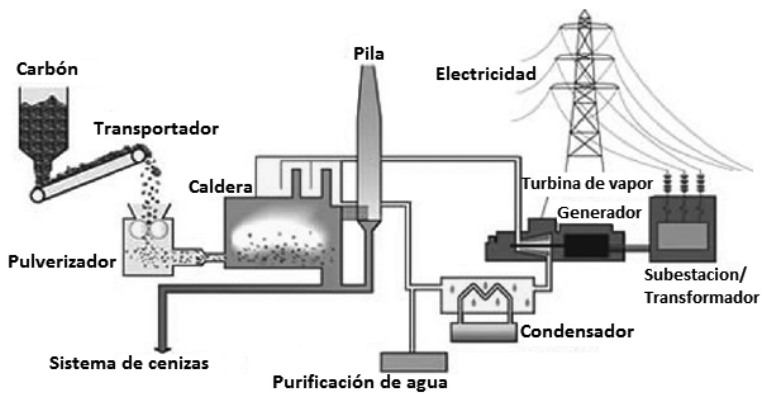
prototipos de tecnologías limpias de generación eléctrica a partir de carbón. Estos adelantos pueden reducir la emisión de CO_2 en alrededor de 50% dada su mayor eficiencia, pero aún están en la etapa experimental dados los mayores costos. Además de la generación de electricidad, los otros usos del carbón para generar calor actualmente son en la fabricación de cemento, fundiciones de metales y otros usos industriales.

9.4.2 Producción de electricidad

Para producir electricidad a partir de carbón, este se quema mezclado con aire; el vapor resultante se utiliza para calentar agua. Este proceso se realiza en un caldero cerrado con lo cual el vapor a presión se conduce a través de tuberías que hacen rotar una turbina que genera la electricidad (ver capítulo 12).

El vapor se recondensa y reinyecta en el caldero para ser utilizado nuevamente. Obtener mayor eficiencia en un generador a carbón es importante no solo por el mayor rendimiento, sino porque con el menor uso de carbón, la contaminación atmosférica con CO_2 es menor también.

Gráfico 9.3. Conversión de carbón a electricidad



Fuente: World Coal Association[5].

[5] Tomado de: http://www.worldcoal.org/coal/uses-of-coal/coal-electricity/

Vale la pena contrastar este proceso con el del uso de gas natural para generar electricidad, ya que cuando se usa gas natural solo se produce un 45% de CO_2 que cuando se utiliza carbón, puesto que el hidrógeno también es una fuente de combustión. Por otro lado, la eficiencia de una generadora a carbón es usualmente de solo 35% comparada con la de una generadora a gas natural, que es de 50%. Para mejorar esta situación, se está desarrollando tecnología para producir electricidad con carbón con 55% de eficiencia que reduciría la emisión de CO_2 y SO_2 y polvo. Existe ya un prototipo en Jutlandia, Dinamarca, con una generadora de 410 MW y una eficiencia de 47%.

9.4.3 Producción de acero

El otro uso importante del carbón, como se ha mencionado, es en la metalurgia, sobre todo para la producción de acero. El carbón para producir acero o carbón de coque es más caro que aquel para producir energía dada su menor abundancia. Como se ha discutido anteriormente, el carbón de coque debe tener bajo contenido de azufre y otras impurezas.

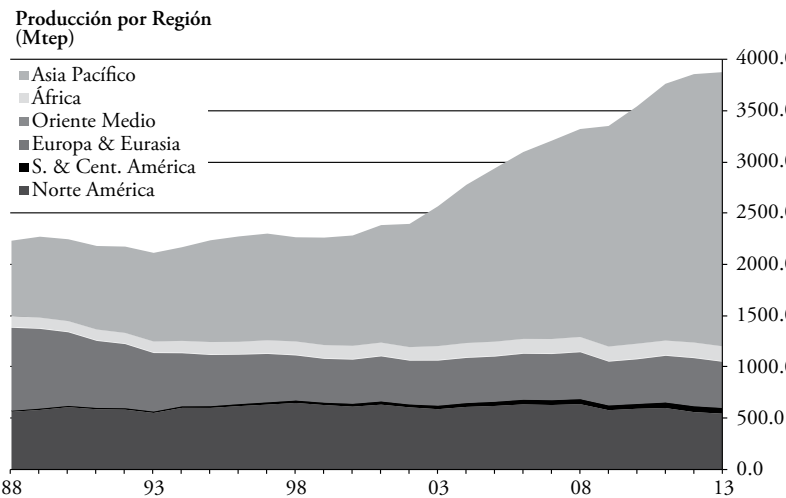
Para su uso en la fábrica de acero, el carbón de coque se transforma en una serie de hornos bajo una atmósfera libre de oxígeno. Luego, en un alto horno mineral de hierro (*blast furnace inputs*), los pellets de hierro y otros insumos —que pueden incluir chatarra de hierro— se alimentan por la parte superior del horno junto con coque y cal. Los gases del proceso anterior calientan los insumos en una atmósfera libre de oxígeno mientras que se inyecta aire caliente por la parte interior del horno llevando el coque a temperaturas superiores a 2000°C. A estas temperaturas, el oxígeno del mineral de hierro se combina con el carbón de coque para tomar monóxido o dióxido de carbono, y el hierro fundido o *pig iron* se colecta en la base del horno. Ambos productos se colectan de la base del horno. El *pig iron* se moldea y enfría para su transporte a la planta de fabricación del acero.

9.5 Producción y consumo de carbón

El carbón es la segunda fuente de energía más importante a nivel mundial (capítulo 1, gráfico 1.4). A continuación, se muestran los niveles de producción y consumo del carbón por áreas geográficas. Respecto a la producción, Europa-Eurasia eran los principales productores en 1988 con 36% de la producción total, seguidos de Asia-Pacífico, con 33% de la producción total. Actualmente, estas cifras se han revertido; Asia-Pacífico ha pasado a ser el primer productor de carbón con 69% de participación y Norteamérica, con el 14%.

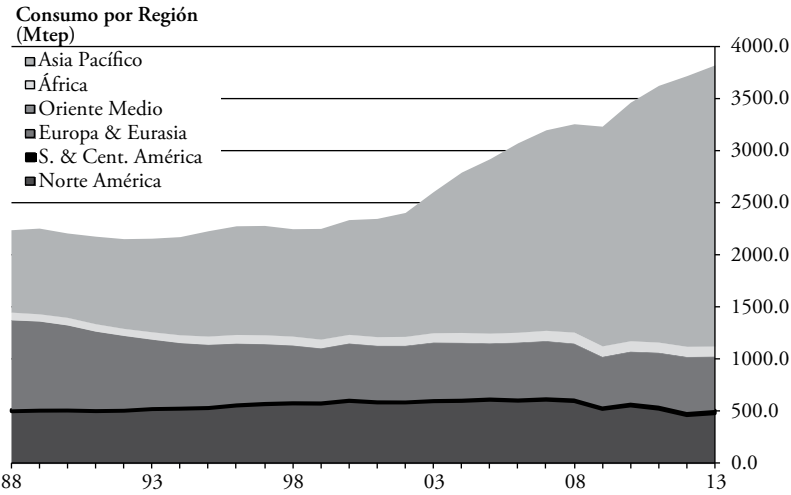
Por el lado del consumo, en 1988 el principal consumidor era Europa-Eurasia con 38% del consumo total, seguida de Asia-Pacífico con un 35%. En 2013, Asia-Pacífico se convirtió en el principal consumidor del carbón y alcanzó un 70% de la participación mundial, mientras que Europa-Eurasia y Norteamérica presentaban una participación de 13% y 12,8% respectivamente.

Gráfico 9.4. Evolución de la producción del carbón por regiones, 1988-2013



Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

Gráfico 9.5. Evolución del consumo del carbón por regiones, 1988-2013



Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

Seguidamente, en el cuadro 9.6 se muestran los principales países consumidores y productores de carbón, junto con sus principales países exportadores e importadores para el año 2011. En dicho año el consumo y producción de carbón fue de 8284 y 8444 millones de toneladas cortas respectivamente.

Entre los principales productores mundiales figuran EE.UU. (1095 millones TC), Rusia (355 millones TC), Sudáfrica (279 millones TC), Australia (443 millones TC), China (3778 millones TC) e Indonesia (397 millones TC) con un total de 6347 millones de toneladas cortas o el 75% de la producción mundial. Los siguientes países representan el 82% de las exportaciones mundiales: Indonesia con 26%, Australia con 24%, Rusia con 11%, EE.UU. con 8%, Colombia con 7% y Sudáfrica con 6% de las exportaciones. De los 1216 millones de toneladas cortas de importación, los siguientes países/regiones representan el 81% de las importaciones mundiales: Europa con 23%, China con 17%, India con 8%, Japón con 16%, Corea del Sur con 11% y Taiwán con 6%.

Cuadro 9.6. Consumo, producción y comercio exterior de carbón, 2011 (en millones de toneladas cortas)

Región/país	Consumo	Producción	Exportaciones	Importaciones
EE.UU.	1002	1095	108	15
Canadá	47	74	38	11
Norteamérica	**1071**	**1186**	**149**	**34**
Brasil	28	6	-	22
Colombia	6	95	89	-
Centro y Sudamérica	**51**	**103**	**92**	**40**
República Checa	58	64	9	3
Alemania	262	208	-	54
Grecia	66	66	-	-
Polonia	153	153	15	15
Turquía	112	84	-	28
Reino Unido	55	20	1	36
Total Europa	**1022**	**779**	**42**	**285**
Kazajistán	95	128	33	-
Rusia	246	355	140	31
Ucrania	71	69	10	12
Eurasia	**419**	**558**	**187**	**48**
Sudáfrica	205	279	77	3
África	**219**	**285**	**78**	**12**
Australia	147	443	296	-
China	3950	3778	28	202
India	720	633	3	90
Indonesia	66	397	331	-
Japón	193	-	1	194
Corea del Sur	140	2	0	138
Taiwán	73	-	-	73
Asia y Oceanía	**5482**	**5529**	**741**	**778**
Total mundial	**8284**	**8444**	**1376**	**1216**

Fuente: basado en U.S. EIA, 2013.

9.6 El mercado del carbón y la formación de precios

El precio del carbón está basado principalmente en sus costos de producción, que incluyen exploración, minado, remediación ambiental, procesamiento, transporte y financiamiento. El carbón metalúrgico, o coque, por sus características y escasez, conlleva un precio mayor que otros tipos de carbón. El carbón para la producción de energía es más abundante y sus precios dependen del contenido de energía y de las impurezas.

El carbón se vende en contratos *spot* (hasta un año) y a largo plazo (comúnmente hasta veinte años). Los contratos a largo plazo normalmente incluyen cláusulas de ajuste que consideran escaladores de costos por inflación y cambios en legislación, incluidos impuestos y también mecanismos de renegociación. Por su parte, el nivel de precios considera la calidad del carbón, incluyendo poder calorífico, contenido de azufre y otras impurezas.

Hasta fines de la década de 1990, el precio del carbón dependía principalmente de aquel que estaba reflejado en contratos de largo plazo. Sin embargo, con la mayor competencia e internacionalización, muchos de los contratos son actualmente de corto plazo y muestran mejor la situación del mercado. El precio del carbón depende de los lugares de destino y reflejan los costos de producción y transporte de los exportadores. El cuadro 9.7 muestra los costos típicos de producción, transporte y despacho de diversos países productores que exportan a Europa.

Cuadro 9.7. Producción, transporte y costo total a puertos europeos-1986

País	Tipo de mina	Costo FOB (US$/ton)	Costo transporte (US$/ton)	Costo total (US$/ton)
Sudáfrica	Tajo abierto	13.50	7.50	21
	Socavón	19.00	7.50	26.50
	Nuevo proyecto tajo abierto Richard's Bay	21.00	7.50	28.50
Australia	Queensland tajo abierto	22.00	12.30	34.30
	New South Wales tajo abierto	30.50	12.30	42.80
	New South Wales socavón	31.00	12.30	42.30
Colombia	Tajo abierto	50.00	6	56.00
EE.UU.	Gran minería tajo abierto	40.50	6	46.50
	Gran minería socavón	42.00	6	48.00

Fuente: basado en International Financial Statistics. IMF.

Anualmente se forma un precio internacional como un índice (usado como *benchmark*), sobre la base de los precios de los contratos de los principales oferentes y los mayores demandantes del mundo, sobre todo las empresas japonesas de acero y eléctricas. También existen derivados como los *swaps* que se utilizan para cubrir el riesgo de precio de los contratos.

El costo de transporte del carbón tiene un gran impacto sobre el precio final del carbón para el consumidor final y pueden llegar a aumentar el precio FOB en más del 100%. Por ejemplo, si consideramos que el costo de transporte es:

- EE.UU. a Brasil – 15 US$/ton
- EE.UU. al Norte de Europa – 10 US$/ton
- Australia e Indonesia a Japón – 15 US$/ton
- Australia e Indonesia al Norte de Europa – 45 US$/ton
- Sudáfrica al Norte de Europa – 15 US$/ton
- Sudáfrica a Japón – 30 US$/ton

Entonces, se obtiene el siguiente costo total a cada región, el cual se refleja en los precios a los cuales llegaría el carbón del país de procedencia al país de destino. Esto se muestra en el cuadro 9.8.

Cuadro 9.8. Costo CIF del carbón a diferentes países (US$ por tonelada)

	Costo FOB	Costo transporte	Costo CIF
EE.UU. a Brasil	40.50 - 42	15	55.50 - 57
EE.UU. al Norte de Europa	40.50 - 42	10	50.50 - 52
Australia - Indonesia - Japón	30.50 - 31	15	45.50 - 46
Australia - Indonesia al Norte de Europa	30.50 - 31	45	75.50 - 76
Sudáfrica al Norte de Europa	13.50 - 21	15	28.56 - 36
Sudáfrica al Japón	13.50 - 21	30	43.50 - 51

Se puede apreciar que, por ello, los precios CIF varían según la procedencia y el destino del carbón y que se espera que el comercio internacional entre países sea principalmente entre aquellos más cercanos, donde los costos de transporte son menores. Por otra parte, esta situación conlleva a que el comercio internacional de carbón no sea competitivo pues productores de dos o tres países abastecen a cada mercado. El cuadro 9.9 de comercio internacional refleja esta situación donde la mayor parte del comercio internacional se lleva a cabo de Australia, Sudáfrica y EE.UU. a Europa; y de Australia e Indonesia a Japón y al resto de Asia.

Por otra parte, internamente en EE.UU. existe un mercado competitivo dado el gran número de operaciones mineras. Una situación especial la constituyen los países europeos en los cuales los subsidios se irán eliminando paulatinamente, con lo cual se espera que las exportaciones de carbón a dicho continente se incrementen significativamente. La rapidez con que se tomen estas medidas dependerá de consideraciones políticas de la CE por el efecto que la disminución de la minería de carbón en Europa tendría en el empleo y en la dependencia energética (Newbery, 1986).

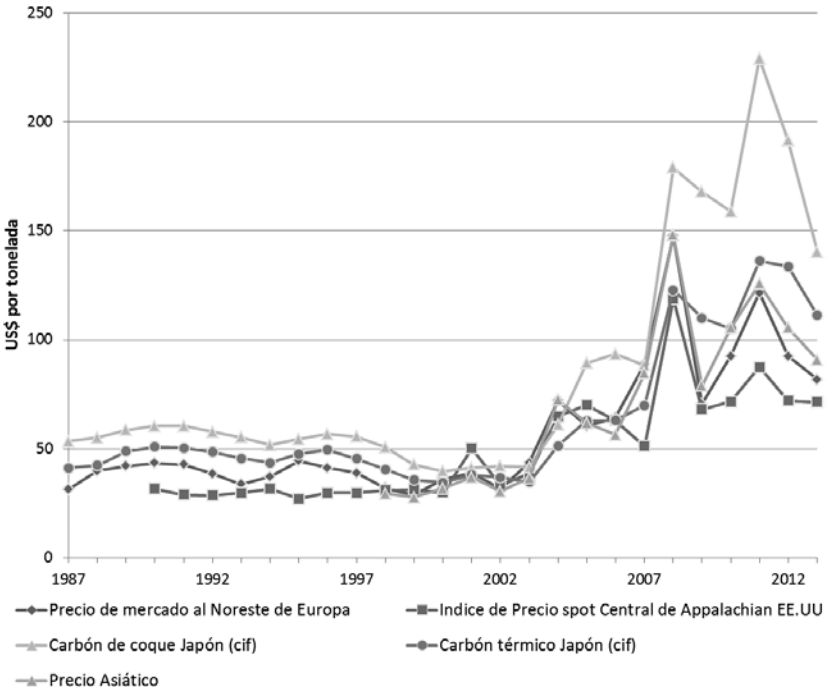
Cuadro 9.9. Comercio internacional del carbón 2010-2011

Exportadores	Japón		Otros Asia		OECD Europa		Norteamérica		Latinoamérica		Mundo	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
Australia	115.5	109.7	145.7	145.7	20.4	18.4	3.2	3.4	5.6	4.6	292.6	284.5
Canadá	10.5	7.9	13.5	14.6	4.6	5.3	2.1	1.7	2	2.5	33.3	33.6
Polonia	-	-	-	0	12.3	7.9	-	-	-	-	10	6.8
Estados Unidos	3.8	5.3	13.4	18.9	32.4	38.8	12.2	9.2	8.7	10.6	73.9	97.1
Otros OECD	0.5	0.4	0	0	11.4	10.6	0	0.2	0	0.1	19.6	18.1
Total OECD	**130.2**	**123.3**	**172.6**	**179.2**	**81.2**	**81**	**17.5**	**14.6**	**16.2**	**17.9**	**429.4**	**440.1**
China	6.5	4.4	13.5	8.2	0.3	0.1	0.1	0	0	0	20.1	13.5
Colombia	0.1	0.2	11.6	8.1	38.6	51.3	16.4	10.8	10.5	9.6	71.4	75.5
Indonesia	35.2	33.7	192.3	262.7	10.2	10.1	1.7	0.9	0.8	0.6	267.2	309.5
Kazajistán	-	-	-	-	0.3	0.6	-	-	-	-	12.8	31.8
Federación Rusa	11.4	11.9	20.4	28.2	56.1	59	0	0.1	0.4	1.2	130.6	123.2
Sudáfrica	0.3	0.7	39.5	37.9	19.4	18.2	1.3	1.1	2.2	1.9	69.6	71.7
Otros no-OECD	1.7	1.2	89.3	59.1	10.9	11	0.8	1	1.4	2.4	57.4	78.8
Total imp./exp.	**185.4**	**175.4**	**530.6**	**574**	**216.9**	**231.2**	**37.7**	**28.7**	**32.8**	**35.3**	**1058.4**	**1144**

Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012b.

El gráfico 9.6 muestra la evolución de los precios y pone de relieve el mayor precio del coque.

Gráfico 9.6. Evolución de los precios del carbón 1987-2013



Fuente: BP-British Petroleum, 2014a.

9.6.1 La industria del carbón en EE.UU.

La industria del carbón en EE.UU., donde existe un gran número de minas de carbón, puede considerarse como un mercado de competencia perfecta dentro de dicho país. De acuerdo con Dahl (2004), las siguientes ecuaciones representan el mercado competitivo en EE.UU.:

Demanda:

$$Q_d = f(P_c^-, P_{sb}^+, P_{cm}^-, T^{+/-}, P_{ot}^+, Pol^{+/-}, etc) \qquad (9.1)$$

Oferta:

$$Q_s = f(P_c^+, P_f^-, P_{sim}^-, T^+, P_b^+, Pol^{+/-}, etc) \tag{9.2}$$

Donde,

P_c: precio del carbón

P_{sb}: precio de los sustitutos (petróleo, gas natural y otros)

P_{cm}: precio de los complementarios (tal como las calderas)

P_{ot}: precio del bien producido

Pol: política energética

P_f: precio de los factores como capital y mano de obra

P_{sim}: precio de bienes similares que pueden producir las empresas mineras

P_b: precio de bienes que usan carbón

T: tecnología de producción

Dahl también da el siguiente ejemplo numérico:

Demanda de carbón:

$$Q_d = 75 - 2P_c + P_{sm} - 2P_{cm} + 0.1Y \tag{9.3}$$

Oferta de carbón:

$$Q_s = 6 + P_c - P_k - 0.2P_l - 0.4P_{nr} - 1.5P_{sm} \tag{9.4}$$

Donde,

P_c: precio del carbón

P_{cm}: precio unitario de una caldera = 10

P_k: precio del capital = 2

P_l: precio de la mano de obra = 3

P_{nr}: precio de otros recursos usados para producir carbón = 5

P_{sm}: precio de un sustituto (gas natural) = 1

Y: indicador de actividad económica = 100

Remplazando valores:

$$Q_d = 66 - 2P_c \rightarrow P_c = 33 - 0.5Q_d \tag{5}$$

$$Q_s = -4.6 + P_c \rightarrow P_c = 4.6 + Q_s \tag{9.6}$$

Por lo que, en equilibrio:

$$Q_d = Q_s \tag{9.7}$$

$$66 - 2P_c = -4.6 + P_c \tag{9.8}$$

$$70.6 = 3P_c \tag{9.9}$$

$$P_c = 23.5 \tag{9.10}$$

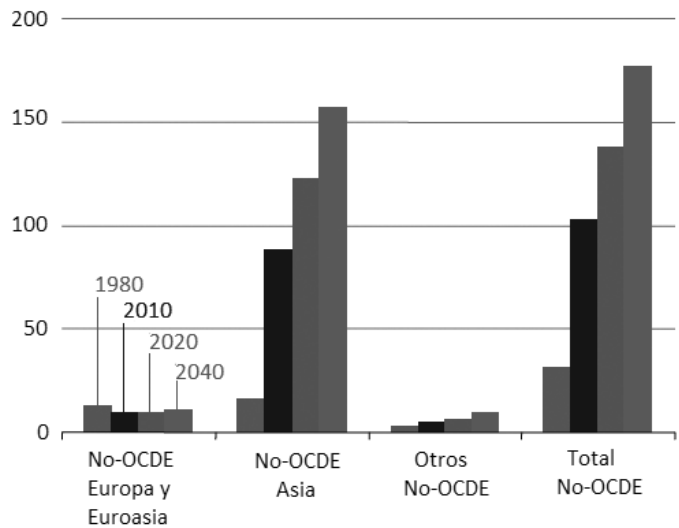
$$Q_d = Q_s = -4.6 + 23.5 = 18.9 \tag{9.11}$$

9.7 Perspectivas

Un estudio de la U.S. EIA (2013) considera que el consumo mundial de carbón aumentará a un 1,3% por año de 2010 a 2040. Este crecimiento se daría a pesar de que el consumo de carbón en EE.UU. y Europa Occidental declinaría a 0,2% por año debido a las regulaciones ambientales y al surgimiento del gas natural como sustituto. Tampoco en los países industrializados de Asia y Oceanía —Japón, Australia y Nueva Zelanda— se espera mayor crecimiento. Sin embargo, en los países en desarrollo —no pertenecientes a la OCDE— se espera un crecimiento acelerado del consumo de carbón de un 1,8% por año, especialmente en Asia. Esto se debe al rol que juega el carbón en el dicho continente —sobre todo en China y la India— en apoyar el rápido crecimiento económico de la región (el carbón representa el 56% de la demanda de energía del Asia, excluyendo al Japón). En 2010, el sector eléctrico en China consumía 67% más carbón que el de EE.UU. Dado que el crecimiento de dicho país es mucho mayor que el de EE.UU.

y que las reservas de carbón en China son sustanciales, gran parte del crecimiento mundial del consumo de carbón será sustentado por China junto con la India. Como resultado tenemos que, mientras que en 2010 el consumo de carbón para producir energía era de 45 cuatrillones de BTU en la OCDE y 103 cuatrillones de BTU en la no-OCDE, para 2040 se espera que este se mantenga en 42 cuatrillones de BTU en la OCDE pero que se incremente a 177 cuatrillones de BTU en los países que no pertenecen a la OCDE.

Gráfico 9.7. Consumo del carbón de la no-OCDE por región, 1980, 2010, 2020 y 2040 (cuatrillones de BTU)



Fuente: U. S. EIA-U. S. Energy Information Administration, 2013.

Como resultado del estancamiento en el consumo en los países de la OCDE y el gran crecimiento del consumo en los países no pertenecientes a esta organización, sobre todo en Asia, se espera que el comercio internacional de carbón se dé principalmente en este continente, que

representaría el 80% de las importaciones de carbón mundial aproximadamente, siendo Australia e Indonesia los principales exportadores a dicha región. El resto del comercio exterior, principalmente a Europa, provendría de exportaciones de Sudáfrica, Colombia y Rusia. Por otra parte, Australia e Indonesia mantendrían su rol preponderante en la exportación de coque a nivel mundial, dada su mejor calidad de dicho tipo de carbón.

Las proyecciones del U. S. EIA incluyen los avances que se están logrando para mejorar la utilización eficiente del carbón. Como resultado del mejoramiento continuo en las tecnologías de carbón limpio, el carbón se utilizará cada vez más eficientemente y de una manera más limpia. La diversidad y abundancia de las reservas de carbón a nivel mundial sugieren que el carbón continuará su rol como de fuente de energía segura en muchos países.

Capítulo 10
El agua para la producción de electricidad

10.1 Los ríos y sus usos

Este capítulo se enfoca en el uso del agua de los recursos hídricos fluviales para la generación de electricidad. Sin embargo, para ello es necesario considerar los diversos usos del agua proveniente de esta fuente. Estos incluyen: (a) consumo humano, (b) agricultura, (c) generación de energía hidroeléctrica, (d) uso industrial, (e) pesca y (f) recreación. Estos usos no son siempre incompatibles entre sí. Por ejemplo, el agua para generación hidroeléctrica no se consume, por lo que puede ser utilizada con fines agrícolas y para consumo humano. Por otra parte, el uso del agua para diversos fines requiere coordinarse, como por ejemplo para determinar la cantidad de agua que se precisa para regadío y la que se necesita para generación eléctrica a lo largo del tiempo.

Respecto al uso del agua para generación hidroeléctrica, existen dos tipos de centrales hidroeléctricas según su régimen de flujo:

a) Centrales de pasada que operan en forma continua, utilizando parte del agua de un río para generar electricidad. Estas pueden ser de eje vertical cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente es baja.

b) Centrales de embalse que utilizan un embalse para almacenar agua e ir graduando la cantidad de esta que pasa por la turbina. Este tipo de centrales es más costoso, pero permite generar electricidad durante todo el año de acuerdo a las necesidades.

La utilización del agua de los ríos requiere, en muchos casos, la construcción de embalses. Estos permiten regular el uso de agua para consumo humano, agricultura o recreación y facilitan también el flujo continuo de producción de electricidad evitando las grandes variaciones según la temporada. Además, los embalses dan lugar a usos recreacionales por la acumulación de agua. Se calcula que un tercio de las represas europeas se destina para hidroeléctricas y un 20% para irrigación; dos tercios de las represas en Asia se emplean para irrigación y solo 7% para generación hidroeléctrica; en Norte y Centroamérica, el uso de represas está dividido en iguales proporciones para irrigación, hidroeléctricas, abastecimiento de agua, control de inundaciones y recreación; un 25% de las represas en Sudamérica se emplean para generación hidroeléctrica; la mitad de las represas en África se emplean para irrigación y 20% para abastecimiento de agua; y la mitad de represas en Australia-Oceanía se usan para abastecimiento de agua y 20% para generar hidroelectricidad.

El uso del agua para producir electricidad, así como para otros usos mediante la utilización de represas, tiene beneficios y costos. Uno de los principales beneficios es la generación de electricidad a costos competitivos y generalmente sin emisión de gases de efecto invernadero o de contaminantes —como si lo es en el caso en el uso del carbón, petróleo o gas natural para generar electricidad—. Por otra parte, la construcción de represas para generar electricidad puede permitir su uso con fines de irrigación contribuyendo a reducir los costos de esta actividad. Sin embargo, las represas también pueden, en algunos casos, tener efectos negativos como en el caso de grandes reservorios de agua que pueden acumular residuos vegetales que emiten gases de efecto

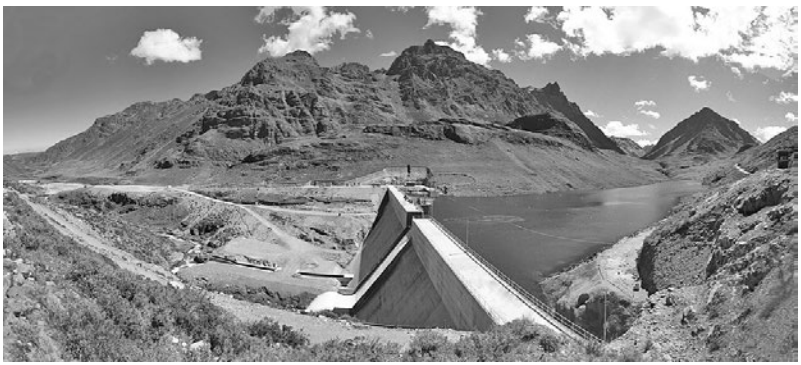
invernadero, cuando su construcción requiere el traslado de poblaciones afectadas por las inundaciones o cuando afectan a la población de peces de los ríos. Estos costos deben tenerse en cuenta en el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico, al igual que con cualquier proyecto que requiera la construcción de represas.

10.2 La generación hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica precisa la conversión de la energía cinética del flujo del río en energía mecánica al hacer girar turbinas, que a su vez hacen rotar un generador eléctrico. El generador eléctrico, al rotar en medio de un campo electromagnético, produce una corriente eléctrica que impulsa a los electrones de los conductores de cobre que forman parte del sistema (véase el capítulo 11).

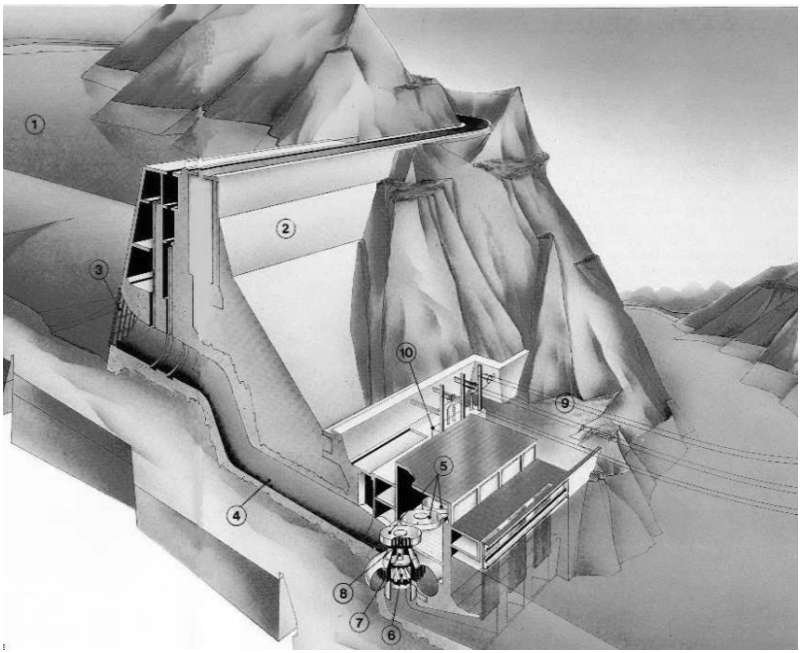
El flujo de agua, como se ha indicado, proviene directamente del río o de una represa y se regula por medio de compuertas para producir la electricidad en la cantidad deseada (gráficos 10.1 y 10.2).

Gráfico 10.1. Central hidroeléctrica



Fuente: https://pixabay.com/es/central-hidroel%C3%A9ctrica-huanza-per%C3%BA-1264100/

Gráfico 10.2. Componentes de una Central Hidroeléctrica



Item	Componentes	Item	Componentes
1	Agua embalsada	6	Turbina
2	Presa	7	Eje
3	Rejas filtradoras	8	Generador
4	Tubería forzada	9	Líneas de transmisión
5	Grupo turbina-generador	10	Transformadores

Fuente: Imagen cedida para uso público por el Museo de la Electricidad de Iberdrola (http://tecnologianivel2.blogspot.pe/2012/05/)

Las centrales también se distinguen según su altura de caída de agua, las cuales requieren distinto tipo de equipamiento:

a) Las centrales de alta presión que tienen más de 200 metros de caída de agua emplean turbinas tipo Pelton.

b) Las centrales de media presión con caídas de agua entre 20 y 200 metros emplean turbinas tipo Francis o Kaplan.

c) Las centrales de baja presión con desniveles de agua de menos de 20 metros utilizan turbinas tipo Kaplan.

d) Las turbinas de muy baja presión con caídas de menos de 4 metros utilizan tecnología desarrollada en los últimos años.

Mientras mayor sea la caída de agua mayor será la energía generada. La relación entre cantidad de agua, altura de la represa y generación eléctrica puede ser descrita mediante la siguiente ecuación:

$$q = CFS\ x\ h/\alpha \tag{10.1}$$

Donde,
q: energía.
CFS: flujo de agua en pies cúbicos por segundo
h: altura de la caída en pies
α: coeficiente que convierte el flujo de agua y la altura en cantidad de energía igual a 1340 para obtener la energía en MW por hora

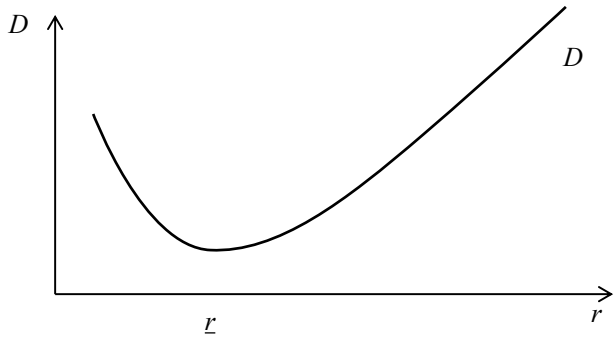
Desde el punto de vista del beneficio para la sociedad, se puede considerar que una represa produce beneficios para consumo humano y regadío de cultivos de la zona, así como para generar electricidad; pero, por otro lado, a mayor velocidad del agua del reservorio existe mayor daño ambiental. Esto se puede expresar por medio de una función de impacto como sigue:

$$D_t = D_r(r_t) \tag{10.2}$$

Donde,
D: impacto
r: flujo del agua

El gráfico 10.3 ilustra una función de este tipo en que a bajos niveles de flujo desciende el impacto al aumentar el flujo por el beneficio para la población, pero al pasar de un flujo *r* hay un mayor daño ambiental.

Gráfico 10.3. Ejemplo de una función simple de daños



Fuente: Edwards, 2003.

Siguiendo a Edwards (2003, pp. 72-75), se obtiene la siguiente ecuación que representa las condiciones de optimización del flujo de agua para la sociedad:

$$p_t \frac{\partial q_t^h}{\partial r_t}\left(1+\frac{1}{\eta_t}\right)=\frac{\partial c_t^h}{\partial r_t}+\frac{\partial D_t}{\partial r_t}+\gamma_{t+1} \qquad (10.3)$$

Donde,

p: precio del agua obtenido de la ecuación de demanda de agua

q: cantidad de electricidad producida

r: flujo de agua

η: elasticidad de la demanda

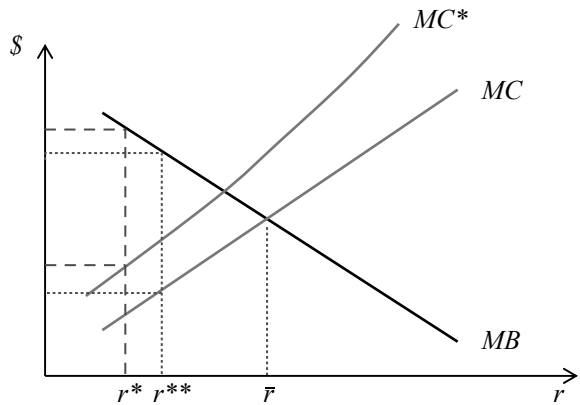
c: costo de abastecer agua de la represa

D: daños causados por el flujo de agua

γ_{t+1}: precio sombra del agua o impacto de una unidad adicional en beneficios futuros

De acuerdo con esta ecuación, el operador de la represa, para maximizar el bienestar de la sociedad, debe evacuar agua a la tasa que iguala el beneficio marginal de hacerlo con el costo marginal que incluye los daños. Esta ecuación se puede representar en el gráfico 10.4.

Gráfico 10.4. Función simple de daños con emisiones de agua



Fuente: Edwards, 2003.

10.3 Costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos

El desarrollo de un proyecto hidroeléctrico necesita grandes inversiones en infraestructura y equipamiento —se excluyen los costos sociales por ser diferentes en cada caso—. Los requerimientos de infraestructura incluyen:

a) Construcción de represas
b) Trabajos relacionados con la canalización del agua (túneles y desvíos)
c) Instalaciones, maquinaria y equipo para la generación eléctrica
d) Otros

Los costos de construcción de un proyecto hidroeléctrico en US$/MW son típicamente un 100 a 200% más que los de un proyecto térmico.

A estos hay que añadir los intereses devengados durante el periodo de construcción, los mayores costos de preparación del proyecto, los costos ambientales y sociales y la mayor tasa de interés para cubrir los mayores riesgos.

El cuadro 10.1 muestra los costos de proyectos hidroeléctricos en 1990-2000.

Cuadro 10.1. Proyectos hidroeléctricos entre 1990 y 2000

País	Proyecto	Capacidad MW	Costo millones US$	Costo de construcción millones US$	Costo/ MW US$ millones
Filipinas	Casecnan	150	495	259	3.3
Filipinas	San Roque	345	1053	792	3.1
Filipinas	Bakun	70	147	102	2.1
Laos	Theun Hinboun	210	317	219	1.5
Laos	Nam Theun II	900	1227	820	1.4
Nepal	Khimti I	60	140	108	2.3
Nepal	Upper Bhot Koshi	36	98	58	2.7
Turquía	Birecik	672	1236	917	1.8
Brasil	Ita	1450	1070	705	0.7
Brasil	Guilman - Amorin	140	149	112	1.1

Fuente: World Bank, 2000.

En este cuadro se puede apreciar que el costo de una inversión hidroeléctrica a precios de 2014 está en el rango de los dos millones de dólares por MW a US$ 4.5 millones por MW o aproximadamente USc3.2/kWh a USc7.3/kWh con un factor de planta de 70%. De estos costos, el de construcción oscila entre 60% y 70%. Por otra parte, el costo de operación y mantenimiento oscila entre 2,5% y 4% del costo de inversión unitario; o sea entre 0.08 USc/kWh y 0.3 USc/kWh. El costo de producción de generación hidroeléctrica es competitivo con una generadora de gas natural a ciclo combinado, que oscila entre USc 4.5/kWh y USc 8/kWH, según el precio del gas natural.

10.4 Producción hidroeléctrica a nivel mundial

La capacidad del potencial hidroeléctrico mundial fue de 887 mil MW y la producción mundial anual de hidroelectricidad en 2008 fue de unos 3.35 millones de GWh (International Journal Hydropower & Dams, 2009), equivalente al 16% de la producción mundial de electricidad. De estos, según el cuadro 10.2, el 3% se produjo en África, el 33% en Asia, el 1% en Australia-Oceanía, el 23% en Europa, el 21% en Norteamérica y el 19% en Sudamérica.

En el cuadro 10.2 se puede apreciar que solo el 38% de la capacidad hidroeléctrica está desarrollada. Los mayores productores de hidroelectricidad en miles de GWh/año son: China (684), India (124), Japón (92), Noruega (123), Rusia (80), Canadá (372), EE.UU. (270) y Brasil (365). Por su parte, los países con mayor potencial por desarrollar hidroeléctricas son (en miles de GWh/año): Camerún (100), Congo (140), Etiopía (160), China (1,000), Noruega (90), Rusia (660), Canadá (164), Brasil (400), Colombia (100), Ecuador (96) y Perú (240), los que, en conjunto, representan más del 70% del potencial hidroeléctrico mundial.

Cuadro 10.2. Hidroeléctricas-capacidad y producción mundial (2008)

Región	Potencial hidroeléctrico factible miles GWh/año	Capacidad instalada miles MW	Producción en 2008 miles GWh/año	Porcentaje de producción sobre potencial
África	774	**22**	**102**	**13.2**
Angola	65	.8	3.1	4.8
Camerún	105	.7	3.8	3.6
Congo	145	2.4	7.3	5.0
Etiopía	162	.7	2.7	1.7
Asia	**3554**	**300**	**1107**	**31.1**
China	1,753	171	684	39.0
India*	582	40	124	21.3
Japón		22	92	100.0
Vietnam	100	5.5	24	24.0

Región	Potencial hidroeléctrico factible miles GWh/año	Capacidad instalada miles MW	Producción en 2008 miles GWh/año	Porcentaje de producción sobre potencial
Australia-Oceanía	**89**	**14**	**42**	**47.2**
Europa	**1772**	**246**	**771**	**43.5**
Francia	98	25	69	70.4
Noruega	206	29	123	59.7
Rusia	852	50	180	21.1
Suecia	90	16	68	75.6
Turquía	140	13.7	48	34.3
Norte y Centromérica	**1024**	**167**	**689**	**67.3**
Canadá	536	73	372	69.4
EE.UU.	376	78	270	71.8
Sudamérica	**1558**	**139**	**641**	**41.1**
Brasil	764	84	365	47.8
Colombia	140	9	41	29.3
Ecuador	106	2	9	8.5
Paraguay	68	8.4	53	77.9
Perú	260	3.2	19	7.3
Total mundial	**8771**	**887**	**3352**	**40.5**

Nota: para transformar estos costos del año 2000 a 2014 se deben multiplicar por 1.3-1.4 (índice de precios para el periodo).
* Valor estimado
Fuente: International Journal Hydropower & Dams, 2009.

Por lo expuesto, se puede concluir que aún existe un potencial importante de producción hidroeléctrica. Sin embargo, de acuerdo con un estudio del Banco Mundial, Financing of Private Hydropower Projects, los proyectos hidroeléctricos son más intensivos en capital y de mayor riesgo que otros proyectos de generación eléctrica. Además, existen los siguientes problemas adicionales:

- Dichos proyectos tienen una localización específica.

- Hay alto riesgo de construcción al complicarse las obras por factores inesperados del terreno.
- Tienen largos periodos de maduración.
- Son intensivos en capital.
- Su producción es impredecible por estar sujeta al caudal de los ríos.
- El otorgamiento de concesiones es complicado por el riesgo de los proyectos.
- Existen en muchos casos temas sociales y ambientales importantes.

Por estos motivos, el financiamiento de los proyectos hidroeléctricos es difícil de conseguir. En muchos casos se requiere apoyo del gobierno para el estudio de prefactibilidad. Un tema importante es lograr el financiamiento a través de Project Financing que precisa, en muchos casos, el apoyo de organismos multilaterales o de gobiernos junto con una sindicación de bancos. Una modalidad de Project Financing para este tipo de proyectos es lograr un crédito inicial para la construcción seguido de un crédito de largo plazo durante la operación. Sin embargo, las dificultades y los riesgos asociados en el desarrollo de hidroeléctricas hacen que muchos inversionistas prefieran invertir en generadores eléctricos a gas natural o de otro tipo que son más fáciles de financiar por su periodo de maduración, por el nivel de inversiones requerido y por el menor riesgo del proyecto. Por otra parte, dado que los proyectos hidroeléctricos poseen ventajas desde el punto de vista ambiental al no ocasionar el efecto invernadero (con excepciones que pueden evitarse), muchos especialistas recomiendan que los gobiernos desarrollen una política de promoción de estos proyectos respecto a las alternativas.

10.5 Conclusiones

Los proyectos hidroeléctricos representan una alternativa de generación de energía eléctrica bastante atractiva donde existen recursos de agua, por sus costos competitivos y la ausencia, en la mayoría de casos, de impactos negativos en el ambiente en relación con los gases de efecto invernadero. Sin embargo, por estar relacionados con la ubicación de las fuentes de agua, presentan dificultades en cuanto a su posible desarrollo por las condiciones políticas y económicas, así como por los posibles efectos sociales y ambientales en las áreas donde se encuentra el potencial de desarrollo. De los países mencionados en este capítulo, existen a la fecha mayores posibilidades de desarrollo en el corto y mediano plazo en China y algunos países sudamericanos, principalmente Brasil, Perú, Ecuador y Colombia.

Capítulo 11
La energía nuclear

11.1 Introducción

A diferencia de otros procesos de producción de energía, la nuclear se produce cuando parte de la masa de un átomo se transforma en energía, que se rige por la fórmula de Einstein:

$$E = m * c^2 \tag{11.1}$$

Donde,
E: energía (en ergios)
m: masa (en gramos)
c: velocidad de la luz (en cm/segundo)

Existen dos tipos de reacciones que permiten la generación de energía nuclear: la fusión nuclear, que consiste en la unión de dos átomos en uno de mayor masa; y la fisión nuclear, o fisión atómica, que consiste en la división de un átomo en átomos más pequeños.

Es importante señalar que la energía nuclear ha existido desde la creación del universo. Hace 13 700 millones de años, el universo estaba constituido por un grupo de partículas elementales expuestas a altas temperaturas que, conforme se fueron enfriando dieron lugar a átomos

simples: el hidrógeno y el helio —con un protón y un electrón en el primer elemento, y dos electrones y dos protones en el segundo, respectivamente—. Asimismo, esta caída de la temperatura hizo que estos átomos se fusionaran con otros hasta formar átomos cada vez más grandes.

El inicio de la fusión nuclear se dio a principios del siglo XX, cuando científicos como Ernest Rutherford, Enrico Fermi y Marie Curie descubrieron que átomos como el radio emitían partículas de gran energía, denominadas *partículas alfa*, las cuales podían usarse para bombardear otros átomos que se descomponían en átomos más pequeños, liberando en el proceso grandes cantidades de energía como resultado de la ruptura del núcleo de los átomos bombardeados.

A mediados de 1940, el gobierno de Estados Unidos encargó al físico Robert Oppenheimer, hijo de un emigrante alemán, la dirección del proyecto Manhattan con el objetivo de desarrollar bombas de fisión atómica. La implementación del proyecto surgía como contraataque a un posible ataque nuclear por parte de Alemania durante la Segunda Guerra Mundial. El equipo de Oppenheimer desarrolló una bomba de plutonio que el gobierno estadounidense explotó en Alamogordo, Nuevo México, seguida de la bomba que hizo estallar en Hiroshima (basada en uranio 235) y posteriormente de otra bomba en Nagasaki (plutonio 239) con potencias de 12.5 y 20 kilotones respectivamente (un kilotón equivale en energía a mil toneladas de TNT).

Posteriormente, en 1952, se realizó una prueba con una bomba de fusión atómica (bomba de hidrógeno o bomba H) y se alcanzó una temperatura de 15 millones de grados Celsius. La Guerra Fría promovió nuevas pruebas atómicas, principalmente por parte de los Estados Unidos y la Unión Soviética.

En los años setenta, a raíz de la crisis energética originada por la escasez de petróleo, los países industriales desarrollaron centrales nucleares para producir electricidad. La tecnología que emplearon, y siguen empleando, es la de fisión nuclear a partir de la división de átomos de uranio.

Desde comienzos del siglo XXI, tiene lugar un amplio debate sobre la energía nuclear y su erradicación se ha evidenciado nuevamente. Los argumentos a favor están vinculados con la mitigación de los efectos del calentamiento global y otorgar confiabilidad a los sistemas eléctricos[1]. En ese sentido, es importante mencionar que los 437 reactores nucleares alrededor del mundo representaron en conjunto más del 11% de la energía eléctrica mundial producida en 2012. Con el objetivo de presentar una descripción detallada sobre esta alternativa energética, en la primera sección de este capítulo se abordan aspectos relacionados con los tipos de producción de energía nuclear. En la segunda sección nos enfocamos en sus diversos usos. En la tercera parte se presentan las ventajas y desventajas de esta fuente de energía y en la última, se presentan el panorama actual y sus perspectivas.

11.2 Tipos de energía nuclear

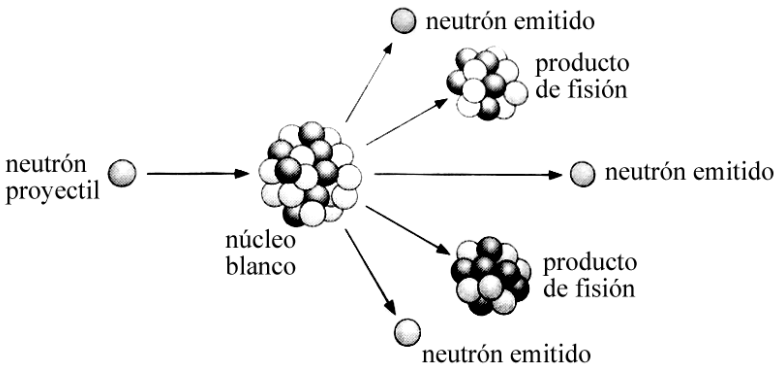
11.2.1 Fisión nuclear

En la actualidad, la fisión nuclear es el método utilizado para la producción de energía eléctrica a partir de energía nuclear. Cuando ciertos tipos de átomos son bombardeados por neutrones u otras partículas, estos se dividen en otros átomos más ligeros, lo que genera una reacción en cadena. Así pues, durante este proceso se libera la energía procedente de las fuerzas del núcleo que mantienen unidas a las partículas que lo componen (protones y neutrones). La masa de los átomos resultante es menor que la original, siendo la diferencia la energía liberada en cantidades determinadas de acuerdo con la ecuación de Einstein previamente mencionada. Debido a que la energía que une el núcleo de un átomo es muy superior a la que une a los átomos que conforman una molécula, la cantidad de energía que se libera en una reacción

[1] El carácter intermitente de las energías renovables es un componente fundamental que ha justificado su limitado desarrollo. Para mayor detalle ir al capítulo 12.

nuclear es millones de veces superior a la liberada en una reacción química[2] por unidad de masa de los elementos empleados. Un ejemplo esquemático del proceso de fisión nuclear es como sigue el que se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico 11.1. Esquema del proceso de fisión nuclear



Fuente: Lozano, 2009.

Se puede apreciar que una vez iniciada la reacción, esta continúa por la interacción de los nuevos componentes, lo que da lugar, a su vez, a otros componentes y así sucesivamente hasta llegar a componentes estables como el carbón. A pesar de que la reacción libera grandes cantidades de energía, se requiere otra fuente de energía para iniciar el proceso. Esta energía inicial se produce por medio del bombardeo de ciertos tipos de átomos —como el uranio 235— con neutrones, a partir de lo cual se producen ingentes cantidades de energía cuando estos átomos se descomponen en otros átomos:

$$^{235}_{143}U + {}^{1}_{0}n = {}^{134}_{80}X_e + {}^{100}_{62}S_r + {}^{1}_{1}n + {}^{1}_{1}n \qquad (11.2)$$

[2] Que transforma una o varias moléculas en otras moléculas separando y volviendo a unir los átomos que las componen.

Donde:
U: uranio
n: neutrón
X_e: xenón
S_r: estroncio

Se ha mencionado como ejemplo el uranio 235, pues es el más fisionable, además de encontrarse en la naturaleza —aunque en pequeña escala—; no obstante, el más abundante es el uranio 238, que no es fácilmente fisionable. Los yacimientos de uranio contienen uranio 235 y uranio 238, siendo por tanto necesaria su separación, como se verá más adelante.

11.2.2 Fusión nuclear

La fusión nuclear consiste en la unión de dos átomos a muy altas temperaturas hasta producir un átomo de mayor masa. Estas reacciones de fusión existen en la naturaleza al interior de las estrellas a temperaturas de cerca de veinte millones de grados centígrados, transformando átomos como el hidrógeno y el helio en átomos de mayor masa liberando energía. La primera reacción de fusión nuclear la realizó el gobierno de los Estados Unidos en la década de 1950 con la bomba de hidrógeno. La vida en la tierra existe gracias al calor producido por el Sol a través de la fusión nuclear. Por otra parte, los paneles solares captan la energía solar producto de la fusión nuclear en el sol.

Actualmente están encaminados proyectos para desarrollar centrales eléctricas de fusión nuclear. La dificultad principal se centra en la necesidad de construir contenedores que permitan mantener las altas temperaturas requeridas para este proceso.

11.3 Usos de la energía nuclear

a) Generación de electricidad. Es el principal uso no bélico de la energía nuclear. En el año 2012 representó el 11% del total de energía eléctrica mundial producida.

b) Industria. Su aplicación está relacionada al análisis y control de procesos; por ejemplo, en la irradiación de plásticos, esterilización de productos, como trazadores en procesos y como medio en las radiografías con rayos gamma para verificar el estado de la soldadura en tuberías y grietas en materiales.

c) Medicina. Sus principales aplicaciones son: rayos gamma o X en radiografía, destrucción de tumores por medio de radiación y administración de radio nucleídos a pacientes para observar sus órganos desde una cámara.

d) Agroindustria. Sus principales aplicaciones son: la conservación de alimentos, eliminación de plagas, producción de nuevas especies, entre otras.

e) Medio ambiente. Se emplea para determinar cantidades de ciertas sustancias, esterilización de productos, eliminación de gases contaminantes y esterilización de insectos.

f) Otros. Uso de carbono 14 para determinar la edad cronológica de maderas y residuos orgánicos y usos en geofísica y geoquímica para determinar fechas de depósitos de rocas, depósitos de carbón o de yacimientos petroleros.

11.4 Generación de electricidad por fisión nuclear

Como se ha mencionado, el principal uso de la energía nuclear es la generación eléctrica. Las centrales nucleares de generación eléctrica utilizan procesos de fisión nuclear para la producción de electricidad[3].

El funcionamiento de una central nuclear para generar electricidad es similar al de las centrales térmicas. Al calentarse el agua de la central con el calor producido por la reacción nuclear, se convierte en vapor, el cual se emplea para el funcionamiento de una turbina eléctrica cuyo movimiento continuo impulsa un alternador que produce la electricidad (ver capítulo 12). La diferencia radica en el proceso por el cual una central nuclear genera vapor para la turbina. La fisión de un kilogramo de uranio libera 82 TJ de energía, equivalente a la que se libera en la combustión de tres millones de kilogramos de carbón[4].

11.4.1 Componentes de una central eléctrica de fisión nuclear

A continuación, se describen los aspectos principales de una central eléctrica de fisión nuclear:

a) La fisión se realiza por la colisión de un neutrón lento contra el núcleo pesado de un átomo susceptible a descomposición en dos átomos de menor masa. Los átomos más fáciles de desintegrar son el uranio 235 y el plutonio 239. El uranio 235 se encuentra mezclado con el uranio 238 —un ejemplo típico de una mina de uranio es que esta contenga 99,3% de uranio 238 (poco fisionable) y solo 0,7% de uranio 235—. Por ello el uranio de mina

[3] Como se ha mencionado anteriormente, en la actualidad no existe la tecnología que permita que una central nuclear por fusión nuclear sea viable tanto desde el punto de vista técnico como económico.

[4] Otra diferencia fundamental está relacionada con temas de seguridad. En ese sentido, el Instituto de Energía Nuclear señala que la industria de energía nuclear es una de las pocas con un programa de seguridad que es regulado por el gobierno federal.

debe ser sometido previamente a un proceso de enriquecimiento (este tema se detallará más adelante).

b) Los elementos más apropiados para la colisión contra el uranio 235 son los neutrones de algún otro átomo —se utilizan los neutrones debido a que al no tener carga positiva o negativa no son atrapados por el átomo con el cual «chocan»—. Estos neutrones se obtienen del bombardeo de algún átomo como el berilio con partículas alfa emitidas por algún elemento radioactivo; en la actualidad se emplean elementos que se descomponen por sí solos como el californio 252, los cuales se insertan como varillas en el reactor junto con las varillas de compuestos de uranio 235. También se pueden utilizar dispositivos que produzcan neutrones y que están insertados en el reactor. Los neutrones impactan en el núcleo del átomo de uranio descomponiéndolo en átomos más pequeños.

c) Dado que los neutrones salen a velocidades que los hacen pasar muy rápido por el átomo por ser bombardeado, se necesita algún elemento que los desacelere con el objetivo de que tengan mayor contacto. Estos elementos o moderadores son elementos ligeros como el hidrógeno y el grafito.

d) Con la fisión del uranio 235 se producen más neutrones, los cuales impactan a otros átomos de uranio y producen más neutrones y así sucesivamente, generándose una reacción en cadena. Para volver más lenta y controlable esta reacción, y evitar una explosión, se requiere introducir un elemento que absorba parte de los neutrones, como el cadmio.

e) La fisión del uranio 235 produce otro elemento fisionable: el plutonio 239.

11.4.2 Diseño de las centrales nucleares

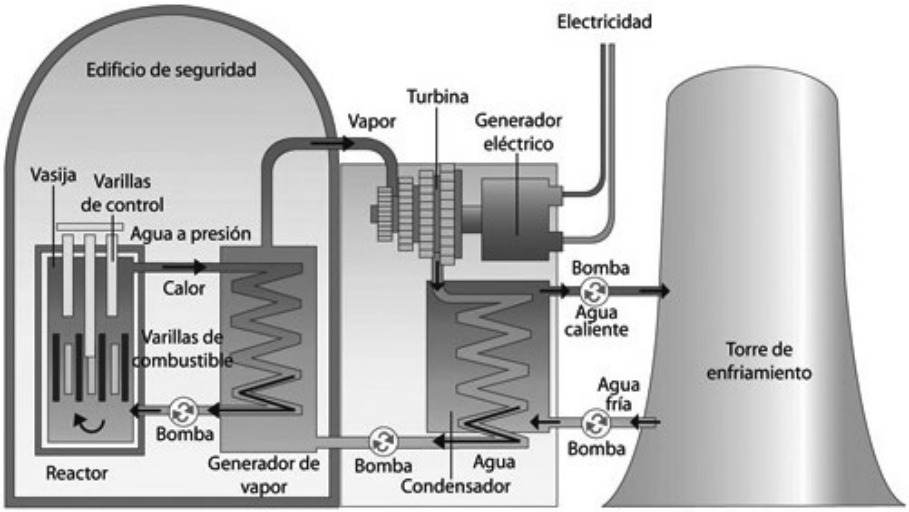
Una central nuclear es una central térmica cuya energía produce vapor que hace girar una turbina produciendo electricidad. A continuación, se presenta un reactor típico en el gráfico 11.2:

a) El reactor. Es la cámara donde ocurre la reacción nuclear. La parte interna denominada *vasija* es de acero y debe estar construida de una sola pieza para poder resistir la radiactividad de su interior —un billón de veces la que puede soportar una persona, la cual tendría que alejarse ocho kilómetros para no ser afectada por dicha radiación—. El reactor está protegido por una serie de barreras de contención de material resistente y grueso que evita la salida de rayos gamma y puede absorber neutrones —el material más resistente es el hormigón armado—. Dentro del reactor se encuentran las varillas de óxido de uranio 235, de californio 252, el moderador, el refrigerante y el controlador.

b) El combustible. Es uranio enriquecido donde el porcentaje de uranio 235 está entre 2 y 5%. Este, en forma de UO_2, se coloca como píldoras dentro de un cilindro metálico de unos cuatro metros de largo y un centímetro de diámetro. Varios cientos de varillas se unen por clips en un llamado *elemento combustible*. Junto con estas están las varillas de californio 235 u otro elemento autofisionable. En total hay unas 50 000 varillas dentro de un reactor.

c) El moderador. Es el material que frena a los neutrones para producir la fisión del uranio. Por ejemplo, los protones que son los núcleos de los átomos de hidrógeno son buenos para frenar los neutrones por tener una masa casi igual. Otra posibilidad como moderador es el grafito.

Gráfico 11.2. Esquema de una central nuclear



Fuente: http://www4.tecnun.es/asignaturas/Ecologia/Hipertexto/07Energ/130EnNuclear.htm

d) El refrigerante. Las varillas que contienen el óxido de uranio (UO_2) deben ser enfriadas, para mantener una temperatura apropiada para la reacción y para evitar que se fundan con las altas temperaturas. Dado que con la energía producida se calienta agua para generar vapor y hacer girar la turbina eléctrica, el vapor una vez usado se condensa y refrigera en una torre de enfriamiento y se usa como refrigerante en el núcleo del reactor controlando su temperatura.

e) El controlador. Se trata de varillas análogas a las del uranio, solo que estas contienen cadmio, boro u otro elemento que absorbe los neutrones producidos en mayor número a los necesarios, con lo cual se evita que se dé una reacción en cadena que puede hacer explotar el reactor.

11.4.3 Funcionamiento del reactor

En el reactor (ver punto 11.4.2) se encuentran el uranio 235, el elemento productor de neutrones como el californio-252, las varillas de control y el moderador, así como el fluido en que estos están inmersos, que puede ser agua. Los neutrones producidos por el californio 252 inician la fisión nuclear del óxido de uranio 235, el cual no requiere más de los neutrones del primero para continuar la reacción pues esta produce más neutrones de lo necesario para continuar la fisión. El calor desprendido por la fisión nuclear calienta el agua a temperaturas muy altas y una bomba la impulsa hacia un generador de vapor. El vapor producido sale hacia la turbina donde la hace girar produciendo electricidad. Una vez que el vapor ha movido la turbina, este se enfría y pasa a un proceso posterior de enfriamiento en una torre de refrigeración, convirtiéndolo en agua que ingresa al reactor para mantener la temperatura debajo de un límite que impida la deformación o destrucción de las varillas.

11.5 Centrales nucleares existentes

El cuadro 11.1 muestra el número de centrales nucleares del mundo con un total de 437 reactores en operación de una capacidad de 373 000 MW. Como se ha indicado, la electricidad producida por generadores nucleares representa el 11% de la electricidad producida a nivel mundial.

Los tres países que encabezan la lista del número de reactores nucleares son: Estados Unidos, con 104 reactores y una capacidad instalada de 102 000 MW; Francia con 58 reactores nucleares y 63 000 MW de capacidad; y Japón con 50 reactores y una capacidad de 44 000 MW. Estos países concentran el 49% del total de reactores y el 56% de la capacidad de generación eléctrica nuclear en el mundo. Es importante señalar que, a consecuencia de los acontecimientos suscitados

con la central nuclear Fukushima I, el gobierno japonés intensificó significativamente sus procesos de supervisión de seguridad en la totalidad de centrales en Japón; por tal motivo, a pesar de contar con 50 reactores nucleares, la producción de energía eléctrica nuclear solo representó en 2012 el 2% de la participación en el parque de generadores eléctricos en el Japón.

Cuadro 11.1. Centrales nucleares en el mundo, a diciembre de 2012

Países	Reactores en operación		Energía eléctrica nuclear suministrada	
	#	MW	TW-h	% participación en capacidad del país
EE.UU.	104	102 136	771	19,0
Francia	58	63 130	407	74,8
Japón	50	44 215	17	2,1
Rusia	33	23 643	166	17,8
Corea del Sur	23	20 739	144	30,4
India	20	4391	30	3,6
Canadá	19	13 500	89	15,3
China	17	12 860	93	2,0
Reino Unido	16	9231	64	18,1
Ucrania	15	13 107	85	46,2
Otros	82	66 117	481	-
Total	**437**	**373 069**	**2347**	-

Fuente: IAEA, 2013.

11.6 Minería y procesamiento del uranio

a) Minado. Los yacimientos de óxido de uranio (U_3O_8) más importantes del mundo se encuentran en Australia, Estados Unidos, Canadá y Kazajistán. Aunque el proceso de la minería de uranio es similar al de otros minerales, tiene ciertas características que lo distinguen: su extracción es más costosa pues requiere de mayores medidas para protección laboral y del medio ambiente y para obtener 24 toneladas anuales de uranio enriquecido (para una planta de electricidad de 1000 MW) se necesita extraer 20 000 toneladas de mineral bruto.

b) Concentrado. El concentrado de U_3O_8 se tritura en una concentradora y se somete al ataque de ácidos y bases. Con ello se produce un concentrado en forma de polvo parduzco llamado *yellow cake* que se guarda en barriles. Luego el U_3O_8 u óxido de uranio se convierte con adición de ácido fluorhídrico en hexafluoruro de uranio o UF6. Las 20 000 toneladas de mineral extraído se convierten en estos procesos en 288 toneladas de UF6, las cuales contienen 195 toneladas de uranio.

c) Enriquecimiento. El concentrado de UF6 contiene ^{235}U y ^{238}U como se ha indicado anteriormente. Por ello, el siguiente paso es separar el ^{235}U, que es el que se utiliza para la fisión nuclear. La separación se hace por difusión gaseosa o centrifugación. La tendencia mundial es que, según las recomendaciones de la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA), el enriquecimiento se realice en centros internacionales bajo el control y amparo de dicha organización. Las centrifugadoras —más usadas por su menor consumo de energía— son cilindros largos de unos 2 metros de alto y 20 centímetros de diámetro. La fuerza centrífuga hace que las moléculas de hexafluoruro de uranio que contienen el isótopo más pesado del uranio (el ^{238}U)

emigren hacia la pared del cilindro mientras que en torno al eje aumenta la concentración de las moléculas de ^{235}U (uranio enriquecido). Las 195 toneladas de uranio como insumo resultan en 24 toneladas de uranio enriquecido.

d) El combustible. El proceso de enriquecimiento de uranio termina reconvirtiendo de nuevo el hexafluoruro de uranio en óxido (UO_2), que es el que forma las píldoras que se utilizan como combustible. El enriquecimiento tiene un costo que representa casi la mitad del uranio combustible y el 5% del costo de electricidad que produce la central nuclear.

e) En el cuadro 11.2 se puede observar que para el funcionamiento de una central de 1000 MW se requieren, durante un año, 288 toneladas de UF6 que se convierten en 27 toneladas de UO_2. Estas producen 8640 millones de kilowatts hora en un año de operación. Después de ese tiempo, quedan como remanentes en el reactor 240 kilos de plutonio, 23 toneladas de uranio al 0,9% de ^{235}U y 720 kilos de productos de fisión y núcleos radioactivos, los cuales son en parte reutilizados y en parte almacenados bajo grandes medidas de seguridad.

f) Reprocesamiento. Al final de un año de reacción, de las 27 toneladas de uranio^{235} al 3% que se introdujeron quedan, como residuo, 23 toneladas al 0,9% junto con plutonio. El plutonio es fácil de separar para usarse nuevamente. En cambio, los diferentes isótopos del uranio, algunos de los cuales emiten los peligrosos rayos gamma, deben reprocesarse lo más pronto posible. La mezcla de los óxidos UO_2 y PuO_2 junto con otros residuos se llama MOX. Este se reutiliza en las generadoras nucleares en Europa y se reutilizará en el futuro en el Japón. Hay cuatro plantas de reprocesamiento en Europa: dos en Francia, una en Bélgica y una en el Reino Unido.

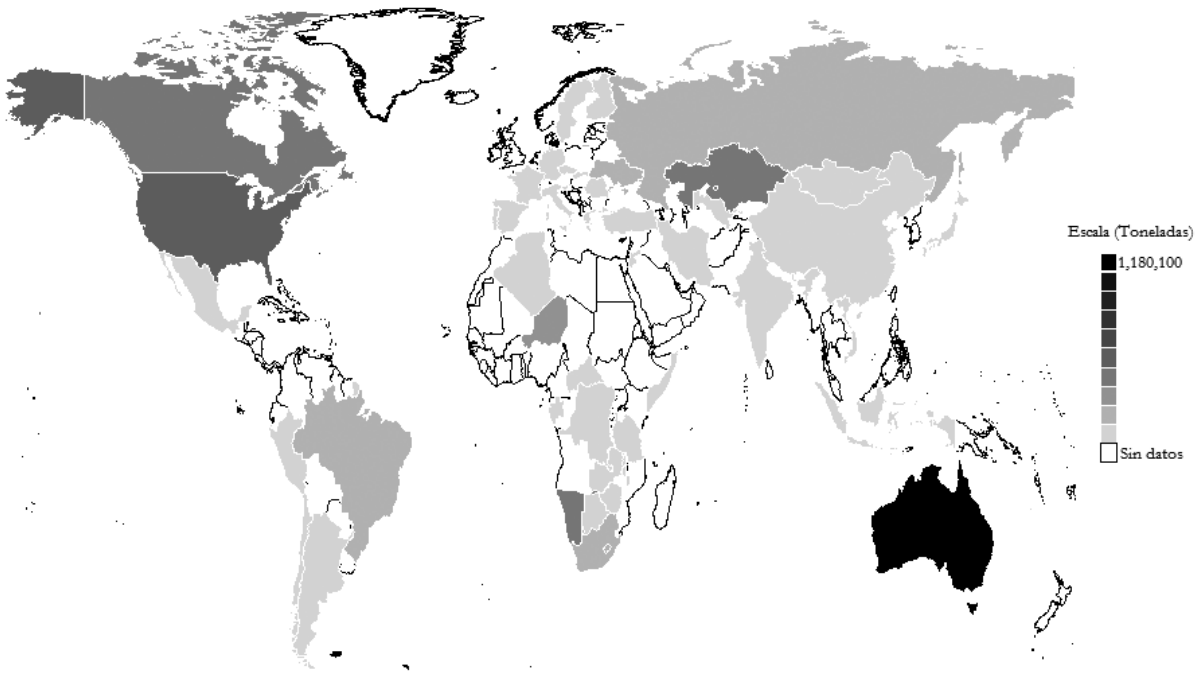
Cuadro 11.2. Proceso de transformación del uranio

Proceso	Resultado final
Minería	20 000 Tm de mineral de uranio al 1%
Concentración	230 Tm de óxido de uranio (195 Tm de U)
Conversión	288 Tm de UF6 (195 Tm U)
Enriquecimiento	35 Tm de UF6 (24 Tm de U enriquecido)
Fabricación de combustión	27 Tm de UO_2 (24 Tm de U enriquecido)
Operación del reactor	8640 millones de KWh de electricidad
Residuos	1000 MW de capacidad para producir 27 Tm que contienen 240 kg de plutonio, 23 Tm de uranio (0,8% de ^{235}U) y 720 kg de fragmentos de fisión y transuránicos

Fuente: Lozano, 2009.

g) Almacenamiento de residuos. Como se ha indicado, en algunos países los residuos radioactivos de MOX se reprocesan para ser utilizados en las centrales nucleares. Aun así, después de años de operación, quedan otros residuos en las centrales que no son apropiados para generación nuclear. Por otro lado, otras centrales que no los reprocesan cuentan con un volumen importante de residuos radioactivos. Gran parte de estos residuos se almacenan normalmente en un depósito anexo a la central, el cual está lleno de agua para impedir la salida de las radiaciones. La parte de los residuos que es de alta radioactividad se vitrifica y almacena en cilindros de acero sellados.

Gráfico 11.3. Distribución de los recursos razonablemente asegurados (RAR) de uranio en el mundo



Fuente: International Atomic Energy Agency & OECD Nuclear Energy Agency, 2012.

11.7 Economía de la energía nuclear

Las reservas actuales de uranio son suficientes para abastecer la demanda en los próximos cien años. El cuadro 11.3 muestra que el 57% de las reservas de uranio, a un costo de extracción menor a los US$ 260 por kilogramo, está ubicado en cuatro países: Australia con 27% de las reservas; Estados Unidos, con 11%; Canadá, con 10%; y Kazajistán, con 9%.

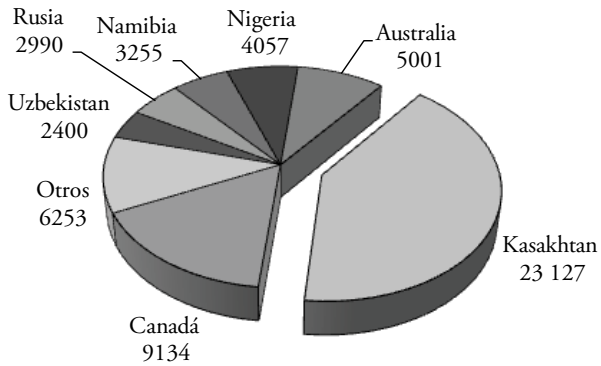
Cuadro 11.3. Reservas de uranio en el mundo según costo de extracción

Países	Rango de costos de extracción			
	<USD 40/ kg U	<USD 80/ kg U	<USD 130/ kg U	<USD 260/ kg U
Australia	-	961 500	1 158 000	1 180 100
United States	-	39 100	207 400	472 100
Canada	237 900	292 500	319 700	421 900
Kazakhstan	17 400	244 900	319 900	402 400
N amibia	-	5900	234 900	362 600
Niger	5500	5500	339 000	340 600
Russian Federation	-	11 800	172 900	218 300
South Africa	-	96 400	144 600	192 900
Brazil	137 900	155 700	155 700	155 700
Ukraine	2800	44 600	86 800	143 300
Otros	92 400	156 900	316 600	488 800
Total	**493 900**	**2 014 800**	**3 455 500**	**4 378 700**

Fuente: International Atomic Energy Agency (IAEA) & OECD Nuclear Energy Agency, 2012.

La producción mundial de uranio alcanzó las 56 000 toneladas en 2014, lo cual equivale a más de 70 000 toneladas de U_3O_8. A diferencia de las reservas, la producción de uranio está concentrada en solo tres países: Kazajistán, con 41%; Canadá con 16%; y Australia, con 9%. El gráfico 11.4 muestra la participación de los países en la producción mundial para el año 2014. Cabe señalar que en estos países existe una significativa participación del Estado como accionista principal de estos yacimientos.

Gráfico 11.4. Distribución de la producción de uranio en el mundo, diciembre del 2014 (miles de toneladas)



Fuente: World Nuclear Association

Respecto a la competitividad de las centrales nucleares, esta depende de una serie de factores. En países como Francia, donde los programas de promoción son masivos y las centrales estandarizadas, las centrales nucleares pueden competir con las centrales a gas natural y a carbón. Para que se desarrollen nuevas centrales nucleares se requiere que el precio del petróleo no baje de los US$ 50 por barril. Se debe tener en cuenta que el costo de materias primas, incluyendo el enriquecimiento para una central nuclear, es de alrededor de 20%, del cual el costo de extracción es solo la mitad. Por otro lado, aunque las medidas de seguridad de las centrales nucleares, cada vez más estrictas, encarecen los costos de nuevos proyectos, en países como Francia, Japón y Corea se están logrando avances que combinan centrales nucleares más seguras junto con diseños más económicos.

En países que no cuentan con recursos hidráulicos ni con gas natural se contempla como alternativa económica la generación nuclear. China ha apostado fuertemente a un crecimiento económico con bajo impacto ambiental y en 2012 inició un programa de gran envergadura de instalación de centrales nucleares.

11.7.1 Seguridad de las centrales nucleares

En las centrales nucleares puede producirse una reacción en cadena que genere calor el cual podría hacer fundir el reactor. Una primera medida para contrarrestar este riesgo es que el reactor esté envuelto por un recio bloque de hormigón armado. La segunda medida es que las plantas de generación nuclear estén equipadas por una red de detectores térmicos que hagan funcionar un sistema de refrigeración de emergencia. Fallas en sistemas de este tipo ocasionaron la fuga de elementos radioactivos en la planta de Fukushima, Japón.

Un accidente nuclear puede llevar a radiaciones superiores a las que puede soportar el ser humano. Existen tres tipos de partículas que se producen con la desintegración del átomo. Las partículas alfa, que son el conjunto de dos protones y dos electrones, atraviesan cualquier organismo; así pues, al afectar las células de los seres humanos, estas pueden volverse cancerígenas. Sin embargo, su recorrido se detiene a los pocos milímetros por lo que las probabilidades de afectar a una persona son bajas, excepto a gran intensidad. Las partículas beta son electrones de penetración más profunda, pero son mucho menos destructivas. En cambio, los rayos gamma, que son emisiones electromagnéticas, conocidos también como rayos X, tienen aún mayor nivel de penetración y pueden causar mutaciones genéticas en los seres vivientes y sus descendientes. Las dosis de radiación que puede soportar un ser humano sin enfermarse (leucemia) es de unos 0.2 sieverts, diez veces la radiación emitida en una radiografía del tórax.

11.8 El futuro de la energía nuclear

Un avance en el desarrollo de reactores de fisión nuclear es el reactor presurizado europeo (EPR), que se está construyendo en Finlandia y Francia. Una diferencia con los reactores existentes es que estos están inmersos en un tanque de agua borada, donde el boro absorbe neutrones en caso de que se inicie una reacción en cadena, de modo que detiene automáticamente la reacción.

Como se ha mencionado, las centrales de fusión nuclear son una promesa futura pues el combustible por utilizar sería el deuterio —un isótopo del hidrógeno— que se encuentra de manera abundante en el agua de mar, además de no ser radiactivo. Sin embargo, algunos de los productos de la fusión sí son radiactivos, aunque mucho menos que con la fisión nuclear. La reacción de fusión nuclear consiste en unir a muy altas temperaturas —cien millones de grados centígrados— deuterio y tritio (otro isótopo de hidrógeno), los cuales se combinan en un átomo de helio, lo cual libera gran cantidad de energía del núcleo. Hasta la fecha no se ha logrado desarrollar un método que permita controlar tan altas temperaturas sin fundir el material del reactor. Experimentalmente, en Francia —con la participación de la Unión Europea, Estados Unidos, Rusia, China, India y Corea del Sur— se está desarrollando el International Thermonuclear Experimental Reactor (ITER), que tiene forma de una rosquilla con paredes magnéticas. Está previsto que este reactor entre en operación en 2017.

Capítulo 12
Electricidad

12.1 Aspectos esenciales de la industria eléctrica

12.1.1 Usos de la electricidad

La electricidad es una actividad intermedia pues en gran parte de los casos para su producción se utilizan otras fuentes de energía, como petróleo, gas, carbón, y energía nuclear, entre otros.

Los usos domésticos y comerciales de la electricidad incluyen: usos térmicos como aire acondicionado y calefacción, agua caliente, y cocina; iluminación incluyendo alumbrado público; electrodomésticos, como refrigeradoras, lavadoras, secadoras, televisores, radios y computadoras; y maquinaria y equipo en oficinas, hospitales y otros establecimientos (ver capítulo 3).

En el transporte, la electricidad se utiliza para propulsar ferrocarriles, vagones de metro, tranvías y vehículos eléctricos (ver capítulo 4).

A nivel productivo (industrial, agricultura y pesca, minería y otros) la electricidad se utiliza para iluminación y para operar maquinaria y equipo, incluyendo motores, producción de frío y calor, electrólisis, sistemas de control y comunicaciones, entre otros (ver capítulo 5).

12.2 Fórmulas en electricidad

La capacidad de generación eléctrica se expresa en watts, kilowatts (mil watts), o megawatts (mil kilowatts). Debido a sus dimensiones, la capacidad de las generadoras eléctricas y del sistema eléctrico se expresa en megawatts o MW.

La producción de electricidad se expresa como la cantidad de electricidad que puede producir una generadora eléctrica. Por ejemplo, una generadora eléctrica de 100 MW en 1 hora produce 100MW × 1 hora = 100 megawatts hora o 100 MWh, y en 2 horas produce 100MW × 2 horas = 200MWh.

Las líneas eléctricas tienen una resistencia R o fricción al paso de la corriente eléctrica. Esta resistencia se mide en ohmios. Por su parte, la potencia o fuerza de la corriente se conoce como voltaje y se mide en voltios o V.

Asimismo, la intensidad es la cantidad de corriente que pasa a través de un cable de conductor. A mayor flujo de corriente o electrones que fluyen por cada centímetro cuadrado de diámetro de un conductor, mayor es la intensidad de la corriente. Esta intensidad I se mide en amperios A.

La relación entre voltaje, intensidad y resistencia se conoce como la ley de Ohm y está dada por la fórmula:

$$V = I \times R \tag{12.1}$$

Por otra parte, el flujo de corriente en watts hora o Wh es igual al producto del voltaje por la intensidad según la siguiente fórmula:

$$Wh = V \times I \tag{12.2}$$

De la ecuación (12.2) se puede apreciar que, si la producción de corriente Wh no cambia, al aumentar el voltaje V disminuye la intensidad I y viceversa. O sea que el mismo flujo de Wh se puede obtener con diversas combinaciones de V e I según la siguiente fórmula:

$$Wh = V_1 \times I_1 = V_2 \times I_2 \tag{12.3}$$

Por ejemplo, para transportar la misma cantidad de electricidad, de acuerdo con la ecuación (12.3) esto se puede realizar con un voltaje de 10 000 V y una intensidad de 100 A o alternativamente con un voltaje de 220 V y una intensidad de 4545 A.

Por otra parte, las pérdidas en electricidad a lo largo de una línea de transmisión eléctrica se pueden calcular por la siguiente fórmula:

$$L = R \times W^2 / V^2 \qquad (12.4)$$

Donde L son las pérdidas.

La ecuación (12.4) nos indica que, a mayor voltaje, menores pérdidas. Ello quiere decir que, si queremos reducir pérdidas en el transporte de electricidad a lo largo de una línea de transmisión, la conducción de electricidad a través de esta debe realizarse a alto voltaje. Este tema se desarrollará en la sección correspondiente a la transmisión.

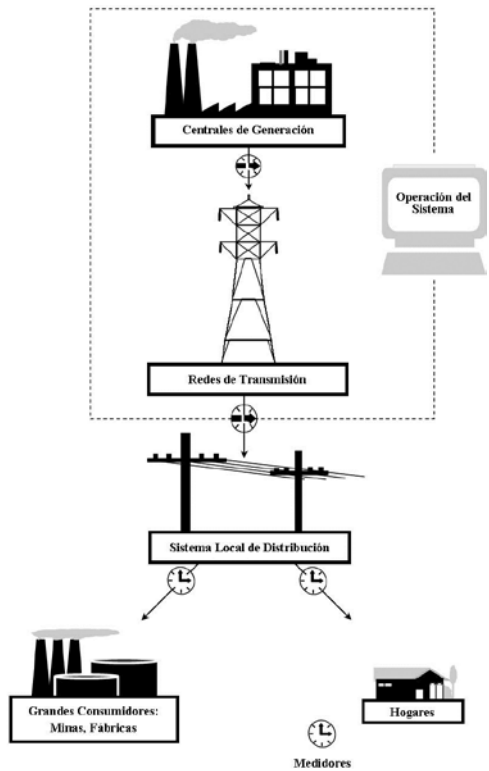
12.3 Actividades involucradas en la provisión de electricidad

Dentro de las actividades o funciones que desempeñan los diferentes agentes del sector eléctrico se puede distinguir entre las que tienen un carácter productivo y aquellas que tienen un carácter comercial. Las funciones productivas son: la generación, que consiste en la producción de electricidad; la transmisión, que se enfoca en el transporte de electricidad de los centros de producción (generadores) a las empresas distribuidoras o grandes usuarios; la operación del sistema para coordinar las actividades; y la distribución a los consumidores al por menor (domésticos, comerciales y usuarios industriales menores). Las funciones comerciales son: las ventas al mercado mayorista (venta de los generadores a los distribuidores, grandes consumidores y comercializadores); y las ventas a los consumidores finales.

Si bien en el pasado estas actividades eran normalmente desarrolladas por una empresa verticalmente integrada, en varios países se han separado tanto verticalmente (generación, transmisión y distribución)

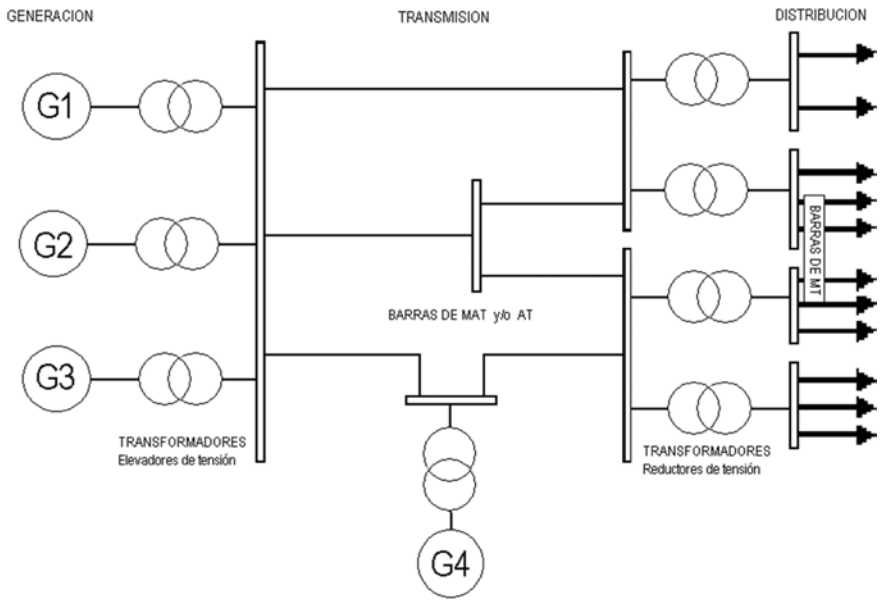
como horizontalmente (varias empresas de generación, de transmisión y de distribución) y se han creado empresas independientes para fomentar la competencia en el mercado, así como la prohibición de que las empresas de transmisión tengan participación en la generación o distribución eléctrica. El gráfico 12.1 muestra las diferentes actividades productivas involucradas en el proceso de provisión de electricidad y el gráfico 12.2 muestra una representación esquemática del proceso de suministro de electricidad.

Gráfico 12.1. Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad



Fuente: Hunt, 2002.

Gráfico 12.2. Representación esquemática del proceso de suministro de electricidad



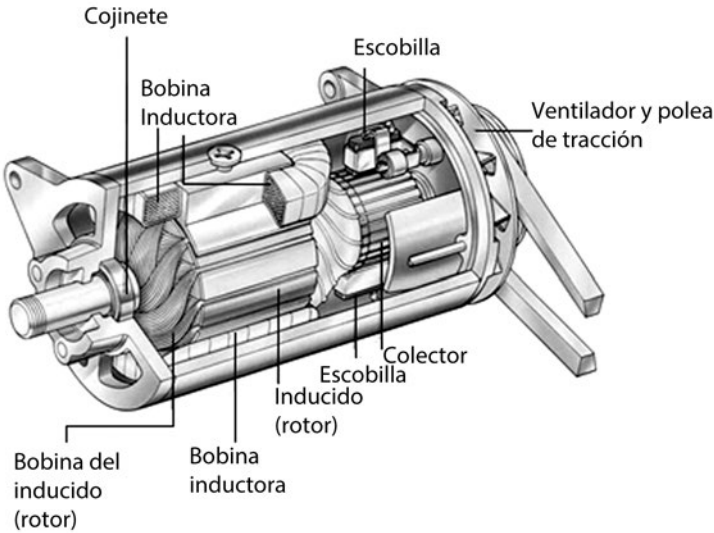
Fuente: Dammert, García & Molinelli, 2010.

12.4 Generación eléctrica

12.4.1 Aspectos técnicos

La generación representa del 35% al 50% del costo total de la electricidad. A continuación, se describe el proceso de generación de electricidad. Como se puede ver en el gráfico 12.3, un generador eléctrico está constituido por una turbina que gira conectada a un sistema de conductores eléctricos de cobre. Rodeando este sistema se encuentra una bobina que produce un campo magnético.

Gráfico 12.3. Generador eléctrico



Fuente: recuperado de Física II, http://monnyblogdotcom.wordpress.com

En términos generales, las fuentes de energía para producir electricidad se pueden clasificar en:

a) Energía térmica o nuclear, que consisten en la combustión de diésel, gas natural, carbón, residuos orgánicos o energía nuclear.

b) Energías renovables producidas por una caída de agua, el flujo del viento, la energía solar y otras.

En ambos casos, excepto en el de energía solar, la generación de electricidad se produce cuando pasa un fluido —CO_2 producto de la combustión de gas natural, gases de la combustión de petróleo diésel, agua de una caída de agua, viento a través de una pala eólica, vapor resultante del calentamiento de agua como resultado de la combustión o de la fisión nuclear, etcétera— a través de una turbina, haciéndola rotar en medio de un campo electromagnético. Al rotar la turbina, el campo

magnético creado por una bobina hace que los electrones de los conductores de cobre fluyan a lo largo de estos y continúen a través de la red eléctrica. Este flujo de electrones se conoce como *electricidad*. Para que se produzca y transmita la electricidad se requiere un conductor metálico de cobre, aluminio u otro metal que tenga la particularidad de poder perder electrones, los cuales, como se indica, fluyen a lo largo del conductor.

En capítulos anteriores se ha descrito la producción de energía por medio de la combustión, del paso del agua o de la fisión nuclear, la cual, a su vez, hace rotar una turbina que produce la electricidad. Vale la pena también mencionar la energía de biomasa que corresponde a la combustión de metano y otros gases producidos por la descomposición de los residuos sólidos o basura. El uso de estos residuos permite reducir la contaminación ambiental y ayuda a eliminar prácticas contaminantes como arrojar basura a los ríos o en botaderos, perjudiciales para la salud y el paisaje.

En cuanto a las energías renovables, estas son principalmente:

a) La generación hidroeléctrica, que como se ha mencionado, sigue el mismo principio que las demás tecnologías. Sin embargo, en vez de energía producto de la combustión se utiliza la energía cinética producto de la energía potencial del agua almacenada que, al hacerla caer a velocidad, hace rotar una turbina produciendo energía eléctrica. Uno de los elementos principales de una central hidroeléctrica es la turbina que se encarga de transformar la energía cinética del agua en mecánica y, por medio de un eje, transmitirla al alternador. Existen diferentes modelos que se eligen dependiendo de las características de la central. Otro elemento importante es el alternador que está acoplado al eje de la turbina y que genera una corriente alterna de alta intensidad y baja tensión. Las centrales hidroeléctricas pueden ser de «embalse», donde se utilizan represas para almacenar el agua, o de «pasada», donde solo se utiliza el caudal natural del río o embalses naturales. Las turbinas usadas en las centrales

hidráulicas pueden ser Pelton (para grandes alturas y bajos caudales), Francis (para caudales y alturas intermedias) y Kaplan (para pequeñas alturas y grandes caudales) (ver capítulo 10).

b) La energía eólica es una forma indirecta de energía solar, ya que las diferencias de temperatura y presión en la atmósfera provocadas por la absorción de la radiación solar ponen al viento en movimiento. La energía eólica es un recurso abundante y limpio que ayuda a reducir los gases de efecto invernadero al sustituir otros modos de generación, pero tiene el inconveniente de su intermitencia y mayor costo que otros tipos de energía eléctrica, sobre todo en países donde abundan la generación hidroeléctrica y la generación con gas natural. Los aerogeneradores que transforman la energía cinética del viento en electricidad constan de una torre de 40 a 60 metros que soporta una hélice. Normalmente los aerogeneradores se instalan agrupados en parques eólicos para aprovechar mejor las posibilidades energéticas del lugar, reducir costos y evacuar la energía desde un solo punto. El costo medio de una central eólica es de aproximadamente US$ 1.5 millones por MW de potencia instalada; pero debido a las intermitencias del viento las centrales solo operan entre 20% y 40% del tiempo. El mayor costo de la energía eólica es no solo el costo del equipo sino el del generador de respaldo o alternativamente del acumulador de electricidad.

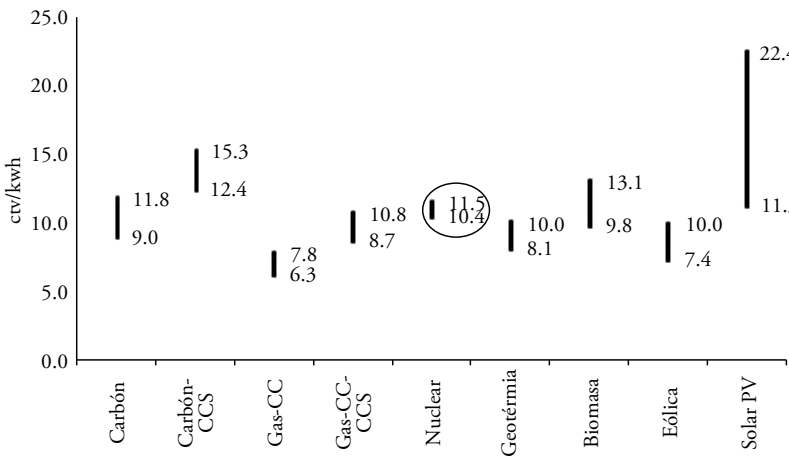
c) La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación esta llega a 1 kW/m2 en la superficie terrestre. Esto quiere decir que para producir 100 MW de electricidad se requiere un terreno de cien mil metros cuadrados o diez manzanas. Existen dos formas de producir electricidad con energía solar: energía solar fotovoltaica, en la cual se produce electricidad mediante placas de semiconductores llamadas paneles solares fotovoltaicos que se alteran con la radiación solar; y energía solar termoeléctrica, con la cual se produce electricidad calentando

un líquido a alta temperatura, el cual, a su vez, calienta agua produciendo vapor para hacer rotar las turbinas de generación eléctrica. Entre las desventajas de la energía solar se tiene que esta requiere grandes extensiones de terreno para recolectar energía del Sol. Además, el costo de inversión para una central solar es alto, pues fluctúa entre US$ 4 millones y US$ 6 millones por MW de capacidad. Sin embargo, esta tecnología puede ser apropiada para regiones remotas donde no llega la electricidad a través de las líneas de transmisión.

12.4.2 Aspectos económicos

A continuación, se presenta una comparación del costo de generar electricidad con diferentes tecnologías.

Gráfico 12.4. Costo nivelado[1] de generación eléctrica según tipo de central



Fuente: U.S. Energy Information Administration, 2013.

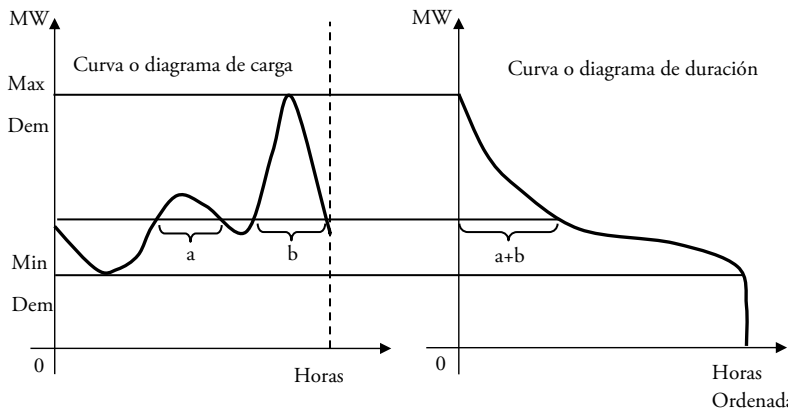
[1] El costo nivelado (en inglés «levelized cost») es el que considera las horas de funcionamiento de cada tecnología. Por ejemplo, una generadora eólica puede funcionar solo el 30% del tiempo mientras que una generadora nuclear opera el 100%.

A pesar de lo antes mencionado, es probable que con las cada vez mayores exigencias de seguridad el costo de generación con energía nuclear siga subiendo.

12.4.2.1 Curvas de duración y de costos

Un tema a tener en cuenta es que el sistema eléctrico debe tener capacidad de generación suficiente para satisfacer el pico de demanda del año (conocido como máxima demanda del sistema), pese a que durante parte del año no se llegue a utilizar toda la capacidad. Por ello, en las decisiones de planificación de inversiones de generación y operación del sistema debe tenerse en cuenta el patrón de demanda horario a lo largo de un periodo (conocido como curva de carga), sobre la base del cual se construye la curva de duración o diagrama de duración. Esto se hace ordenando la demanda de mayor (máxima demanda) a menor (mínima demanda). El periodo utilizado es normalmente de un año (8760 horas). En el gráfico 12.5 se ilustra cómo se obtiene el diagrama de duración de la demanda a partir de la curva de carga.

Gráfico 12.5. Curva de carga y curva de duración de la demanda



Fuente: Oren, Smith & Wilson, 1985.

Los costos de generar electricidad se dividen en dos: el costo fijo, que es el asociado a la inversión más otros costos necesarios para mantener la central disponible (el costo fijo se conoce como precio de la potencia), produzca o no electricidad; y el costo variable, que se refiere al costo de operación y mantenimiento, el cual varía con la cantidad producida (el costo variable se conoce como precio de la energía). Los diferentes tipos de generadores eléctricos tienen diversos costos, siendo conveniente que un sistema esté compuesto por más de un tipo de generador, pues algunos tienen costos fijos más altos, pero costos de operación menores (hidroeléctricas); mientras que otros tienen costos fijos más bajos, pero costos de operación mayores (generadores a gas natural de ciclo simple). Los volúmenes de electricidad que se requieren durante casi todo el día se proveen en forma más económica con generadores de alto costo de inversión, pero bajo costo de operación. Ello se debe a que el costo de inversión se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de operación. En cambio, para aquellos volúmenes de electricidad requeridos durante relativamente pocas horas al año es más económico producir dichas cantidades de electricidad con generadores de bajo costo de inversión, aunque sus costos de operación sean mayores. En este caso, los mayores costos de operación son menos onerosos que el costo de inversión que debe distribuirse sobre un número reducido de horas por día.

El gráfico 12.6 repite en la parte superior la curva de duración, o sea la capacidad de generación requerida en cada hora de las 8760 horas de un año. En la parte superior se grafica el costo total anual de cada tecnología donde el eje vertical representa el costo fijo (por ejemplo, β_D para generación con diésel, β_{GCS} para generación con gas natural a ciclo simple, etcétera) y la recta asociada a cada tecnología es el costo de operación de esta según el número de horas que se utilice. Así, el costo de generar con diésel es:

$$CGDiesel = \beta_D + COyM\ x\ t_D \qquad (12.5)$$

Donde:

CGDiesel : costo de generación con diésel

COyM: costo unitario de operación y mantenimiento por hora para generación de diésel

t_D: número de horas con generación diésel

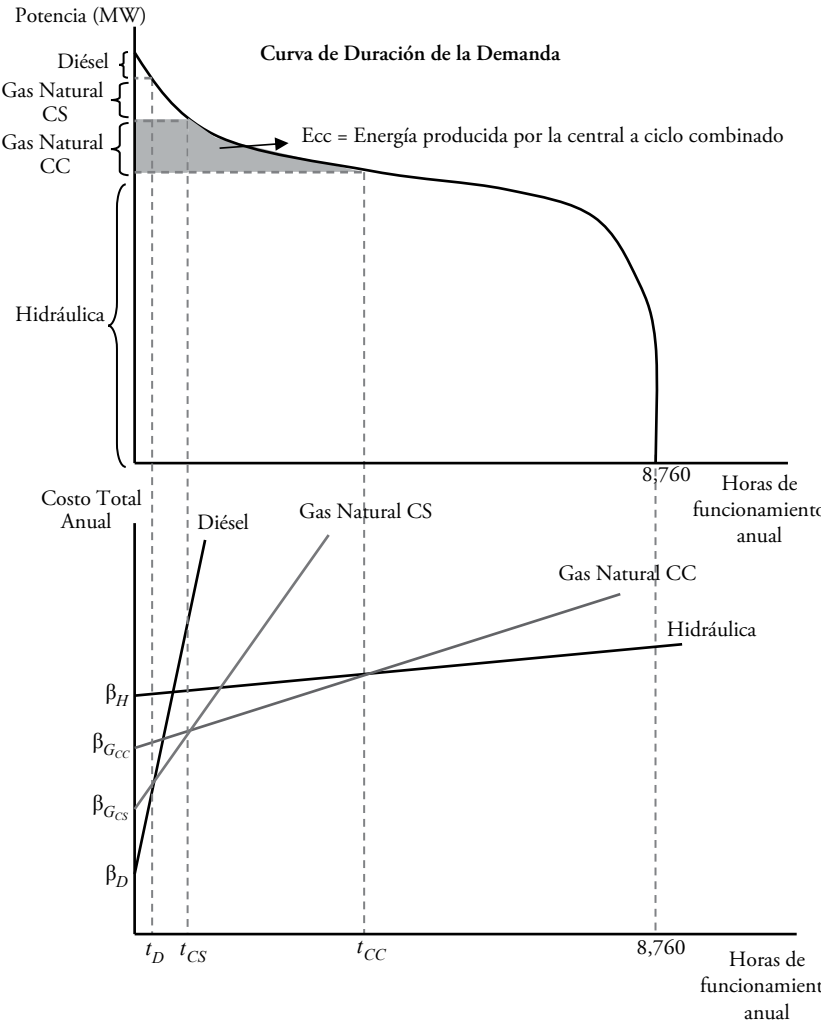
Por ejemplo, si el costo fijo anual de producir con diésel es $\beta_D = 55\,120$ \$/MW por año, el costo unitario de operación y mantenimiento para generación con diésel es $138.90 \frac{\$}{\text{MW}}$ por año [2], por año entonces el costo de producir con diésel durante 100 horas en un año, según la ecuación (12.6) es:

$$\begin{aligned} &CGDiesel \text{ por MW de capacidad} \\ &\quad = 55\,120\ \$/\text{MW año} + 138.90\ \$/\text{MWh} \times 100 \text{ horas/año} \quad (12.6) \\ &\quad = 55\,120\ \$/\text{MW año} + 13\,890\ \$/\text{MW año} \quad (12.7) \\ &\quad = 69\,010\ \$/\text{MW año} \quad (12.8) \end{aligned}$$

Las rectas del gráfico 12.6 representan el costo total anual para generar electricidad con cada tecnología. Teniendo en cuenta esto, se puede apreciar que si se requiere producir durante el año por t_D horas o menos, la tecnología más económica es una generadora diésel pues sus costos totales son menores. En la curva de duración se aprecia la capacidad que se requiere por t_D horas o menos, que deberá ser, por lo tanto, degeneración diésel. Continuando con este razonamiento, la cantidad de electricidad que se requiere entre t_D y t_{cs} horas se produce en forma más económica con gas natural a ciclo simple, y la capacidad requerida de esta tecnología se encuentra en la curva superior del gráfico. Luego tenemos que entre t_{cs} y t_{cc} horas la tecnología más barata es generación a gas natural de ciclo combinado, y por más de t_{cc} horas, es la generación hidroeléctrica. Un ejemplo numérico se da en el cuadro 12.1.

[2] Ver cuadro 12.1 para costos de cada tecnología.

Gráfico 12.6. Minimización de costos en generación eléctrica



Fuente: García, 2008.

En el cuadro 12.1 se presentan los datos de costos fijos y variables para diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Cuadro 12.1. Datos de costos por tecnología-ejemplo

Cálculo de anualidades							
Tipo de central	**Costo unitario (miles de US$ por MW)**	**Duración (años)**	**Factor de anualidad**	**Anualidad (miles de US$ por MW año)**	**Costo fijo de operación y mantenimiento (%)**	**Costo fijo de OyM (miles de US$ por MW año)**	**Costo fijo anual (miles de US$ por año)**
Diésel	350	25	0.127	44.6	3%	10.50	55.12
Gas natural a ciclo simple	400	25	0.127	51.0	3%	12.00	63.00
Gas natural a ciclo combinado	550	25	0.127	70.1	3%	16.50	86.62
Hidráulica	1300	40	0.121	157.7	2%	26.00	183.69
Tasa de descuento	12%						

Cálculo de costos variables					
Tipo de central	**Costo unitario (US$ por combustible)***	**Consumo específico (combustible por MWh)****	**Costo variable combustible (US$ por MWh)**	**Costo variable no combustible (US$ por MWh)**	**Costo variable (US$ por MWh)**
Diésel	659.7	0.2	131.9	7.0	138.9
Gas natural a ciclo simple	2	9.5	19.0	1.0	20.0
Gas natural a ciclo combinado	2	6.0	12.0	1.0	13.0
Hidráulica	0.2	0.3	0.1	0.8	0.9
*Combustibles líquidos: US$/Ton, gas natural = US$/MMBTU					
** Combustibles líquidos: Ton/MWh, gas natural: MMBTU/MWh					
*** Barriles de petróleo por tonelada equivalente de petróleo			7.33		
**** Precio de barril de petróleo			90		

Fuente: García, 2008.

Con estos datos se puede obtener la composición del parque generador óptimo (cuadro 12.2).

Cuadro 12.2. Composición de un parque generador óptimo-ejemplo

Tecnología	Costo fijo anual «B» (US$ por MW año)	Costo variable «b» (US$ por MWh)	$t_i^* = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}}$	Potencia (MW)	Energía producida por tipo de tecnología (MWh)
Diésel	55 125	138.940	66	17	548
Gas natural a ciclo simple	63 000	20.000	3375	827	1 423 280
Gas natural a ciclo combinado	86 625	13.000	8000	1156	6 575 798
Hidráulica	183 695	0.866	8760	2000	17 448 174
Curva de duración lineal D(t) = máxima demanda - m*t					
Intercepto (máxima demanda) 4000 Pendiente (m) 0.25 Demanda mínima 1810 Horas en el año 8760 Demanda de energía total 25 447 800 Factor de carga 72,70%					

Fuente: García, 2008.

En el análisis anterior se ha considerado que vale la pena suministrar energía sin importar el número de horas de presencia de las demandas aunque sean muy bajas. Ello es válido si la disposición a pagar por tener electricidad es alta. Otros modelos incluyen una parte de energía que no se debe suministrar por tener un valor muy alto[3].

[3] Ver García (2008, pp. 59-62) para un ejemplo en el que se incorpora el Value of Lost Load (VOLL) en el análisis como un costo social adicional que debe tenerse en cuenta en la optimización del parque generador.

12.4.2.2 Regulación de la generación eléctrica

Los precios de la generación eléctrica en un país se pueden determinar de diversas formas:

a) Anteriormente era común considerar la generación eléctrica como una actividad plenamente regulada por lo que sus precios se establecían por un periodo —comúnmente un año— a través de una proyección de costos marginales proyectados para ese tiempo. A estos costos se les añadía el de capacidad o potencia, correspondiente al costo fijo de la central que opera en las horas punta[4].

b) Con la liberación de los mercados eléctricos, en muchos países la regulación dio lugar a un sistema de mercado en el cual las empresas generadoras ofrecen cantidades y precios a través de un mercado de electricidad establecido para tal fin y las distribuidoras, comercializadores y otros compradores adquieren electricidad para un periodo corto, comúnmente de 15 minutos —estos mercados se denominan mercados *spot* y van acompañados por instrumentos que permiten precios más estables a los consumidores, incluyendo ventas a futuro, promedios mensuales, etcétera—. Las ventas se refieren solo a la energía o costo de producción; se asume por separado el costo de inversión o pago por capacidad que es una carga fija, comúnmente por un año. Existen diversos mecanismos para establecer este precio.

c) Junto con las ventas spot, en algunos países se permiten los contratos a largo plazo para promover inversiones en capacidad de generación. Estos contratos pueden ser físicos: consisten en compromisos de compra-venta, pero al precio que determine el mercado spot más el pago por capacidad; o financieros: incluyen

[4] Los fundamentos conceptuales se basan en el modelo de Peak Load Pricing (ver Wenders, 1976).

la fijación de un precio durante la duración del contrato. Los contratos a largo plazo pueden ser el resultado de licitaciones bajo un marco legal establecido por el estado (caso peruano) o de acuerdos entre partes (caso del Reino Unido).

En general, las medidas para asegurar suficiente capacidad instalada para hacer frente a la demanda se concentran en los aspectos regulatorios correspondientes a la capacidad o potencia. Las medidas para promover eficiencia se dan a través de las fuerzas del mercado reflejadas en el precio de energía ya que los inversionistas toman en cuenta la combinación de tecnologías que minimizan los costos y en el corto plazo, con lo cual el despacho o producción de electricidad se da en el orden de menor costo de operación (menor costo de energía) para abastecer un determinado nivel de demanda.

12.4.2.3 Posibles medidas para promover energías renovables

Las energías renovables no convencionales representan una alternativa para reducir los gases de efecto invernadero, pero también presentan problemas como la intermitencia y —hasta ahora— los altos costos pese a los avances en los últimos años. De acuerdo con Borenstein, Bushnell y Wolak (2002), la evaluación de los costos y beneficios requiere el desarrollo de modelos económicos y técnicos sofisticados, pero es la única alternativa que dará sostenibilidad a las políticas dirigidas a promover estas tecnologías[5]. En los países desarrollados, los límites a las emisiones han llevado a medidas de promoción para este tipo de energía como el uso de mecanismos de *feed in tariff* (todo lo que se pueda instalar a una tarifa predeterminada por la autoridad), lo cual incluso ha llevado a una sobreinstalación de centrales eólicas y solares en países como España. Otros países, como el Perú, llevan a cabo licitaciones para capacidades definidas de energías renovables y establecen tarifas máximas.

[5] Un primer análisis de este tipo para Perú es el realizado por García, Nario y Pérez-Reyes (2011).

12.5 La transmisión de electricidad

La electricidad producida por las generadoras debe ser transportada o transmitida a los centros de consumo. Por ello se requieren líneas de transmisión eléctrica que conducen la electricidad cubriendo un país o región para alimentar a empresas de distribución a usuarios domésticos y otros pequeños consumidores, o directamente a grandes usuarios como las empresas mineras e industriales. El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones con transformadores, que eleva o reduce la tensión para permitir las interconexiones, y diferentes equipos, incluyendo las instalaciones de soporte o postes, que están destinados al transporte de electricidad desde los centros de producción hasta los centros de consumo o distribución. Los cables utilizados en la transmisión son de aluminio, aleaciones de aluminio y acero y, en menor medida, de cobre, pues este último es más pesado y costoso. La transmisión de electricidad se realiza en voltajes elevados que varían entre 100 y 500 kilovoltios, miles de veces de mayor voltaje que los 110 voltios o 220 voltios a los cuales se distribuye la electricidad a los hogares. La razón de emplear estos altos voltajes en la transmisión eléctrica es que es mucho más eficiente, pues las dimensiones requeridas de los conductores son proporcionalmente menores y las pérdidas de electricidad, como se ha indicado, son también sustancialmente menores. Esto se ilustra en el gráfico 12.7.

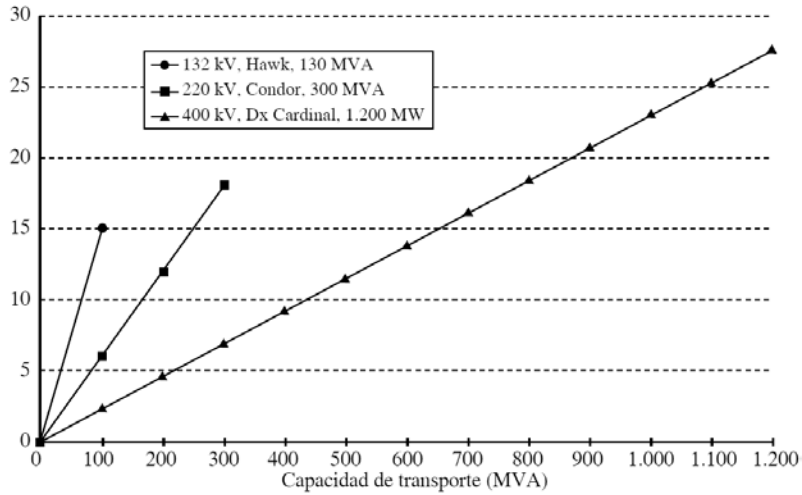
La transmisión representa, comúnmente, del 10% al 20% del costo total de la electricidad al consumidor doméstico. Desde el punto de vista económico, es una actividad en la que se presentan importantes economías de escala, principalmente en el momento de diseño de las instalaciones, por lo que tiene características de monopolio natural.

Las líneas de transmisión no se apagan y encienden como el resto del sistema eléctrico. En ellas, la electricidad fluye libremente como corriente continua o directa (*direct current* o DC en inglés) o corriente alterna (*alternating current* o AC en inglés) de acuerdo con las leyes

de Kirchhoff y de Ohm. Debido a que en todo momento es necesario mantener un determinado nivel de tensión y frecuencia, que resulta del balance de la generación y consumo, se requiere una entidad que opere el sistema (operador del sistema) e integre constantemente las actividades de generación con las de transmisión.

Para utilizar líneas de alto voltaje para la transmisión y reducir las pérdidas, se utilizan transformadores cuya función es elevar el voltaje a niveles altos. Luego, para distribuir la electricidad a los consumidores el voltaje debe reducirse, pues lo contrario representaría un muy alto riesgo. Un nivel típico de voltaje en una línea de transmisión moderna es 500 000 V, el cual debe reducirse mediante transformadores a 220 V para su consumo doméstico o comercial, o a mayores voltajes para su uso industrial.

Gráfico 12.7. Costos de transmisión por km y nivel de tensión



Fuente: Rubio Odériz, 1999.

12.5.1 Límites físicos de la transmisión

La transmisión de electricidad enfrenta tres tipos de límites físicos. El primero es el límite térmico, por el cual las pérdidas pueden elevar la temperatura de las líneas, haciéndolas ceder o fundirse. El segundo es la energía reactiva, que surge de la desincronización del voltaje y la corriente eléctrica en los sistemas de corriente alterna, la cual ocasiona pérdidas, aunque ayuda a mantener el voltaje de destino a un cierto nivel y puede reducirse colocando capacitores en el destino de la carga[6]. El tercer tipo tiene que ver con el límite de estabilidad del sistema ocasionado por la diferencia de voltaje entre extremos necesaria para que pueda fluir la corriente eléctrica. Grandes diferencias de voltaje entre extremos pueden generar un colapso del sistema.

12.5.2 Congestión e inversiones en las líneas de transmisión

A continuación, se explican los beneficios y costos de las líneas de transmisión que sirven de base para determinar cuándo y en qué magnitud conviene invertir desde el punto de vista económico en una línea de transmisión.

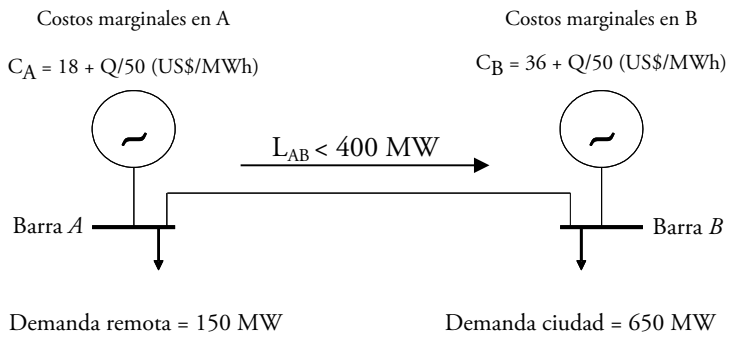
Un ejemplo puede ayudar a ilustrar este tema. El gráfico 12.8 muestra dos localidades, A y B, en las cuales se produce y consume electricidad. Ambas están conectadas por una línea de transmisión a través de la cual lo máximo que se puede pasar son 400 MW. Existen varios generadores en A y B, de modo que el costo de abastecimiento es creciente en cada una de ellas. Se puede suponer, por ejemplo, que en A los generadores usan como combustible gas natural y en B usan centrales a diésel; hay algunas diferencias en la eficiencia de las diversas centrales dentro de cada zona, lo que explica que los costos marginales sean crecientes.

Si se grafican ambas curvas de oferta o de costos marginales en el sentido inverso, es decir, una frente a la otra (para el total de 800 MW

[6] Una explicación adecuada puede encontrarse en Stoft 2002, pp. 384-385.

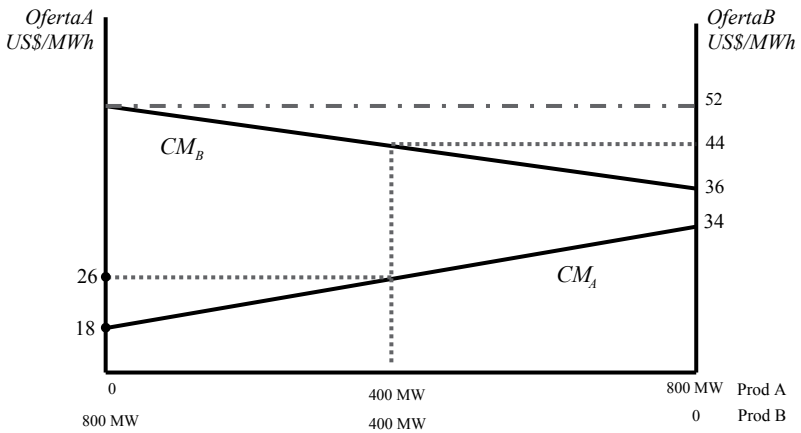
correspondiente a la suma de las demandas de las dos localidades), se pueden comparar los costos de producción de ambas localidades, tal como se muestra en el gráfico 12.9. Se asume, por simplicidad, que las demandas son inelásticas al precio.

Gráfico 12.8. Ejemplo de análisis de transmitir electricidad entre dos localidades



Fuente: Dammert, García y Molinelli, 2010.

Gráfico 12.9. Comparación de costos marginales entre zonas con igual reparto de la producción



Fuente: Dammert, García y Molinelli, 2010.

Se puede ver del Gráfico 12.9 que el costo marginal de producir en A es inferior al costo marginal de producir en B para todos los niveles de demanda existentes. De no existir restricciones de transmisión, lo eficiente sería utilizar solo producción de los generadores en A para abastecer tanto la demanda de A como de B, y el costo marginal sería:

$$CMg = 18 + \frac{800}{50} = 34\,\text{US\$/MWh} \qquad (12.9)$$

En un mercado competitivo, donde se abstraen los límites en la capacidad de transmisión, el precio será igual al costo marginal, es decir, US$ 34 por MWh, sin considerar el costo de transmisión[7].

¿Vale la pena para los usuarios en B que se realice una ampliación de la capacidad de transmisión para importar energía más barata de A? Para saberlo hay que calcular la diferencia de costos en generación debido a los 250 MW que se tendrían que generar en B en lugar de en A si existiera un límite a la capacidad de transmisión. Esta diferencia, que sería un ahorro para los consumidores en B, hay que compararla con el costo de inversión para ampliar la capacidad de la línea de transmisión. El gráfico 12.10 ilustra este análisis.

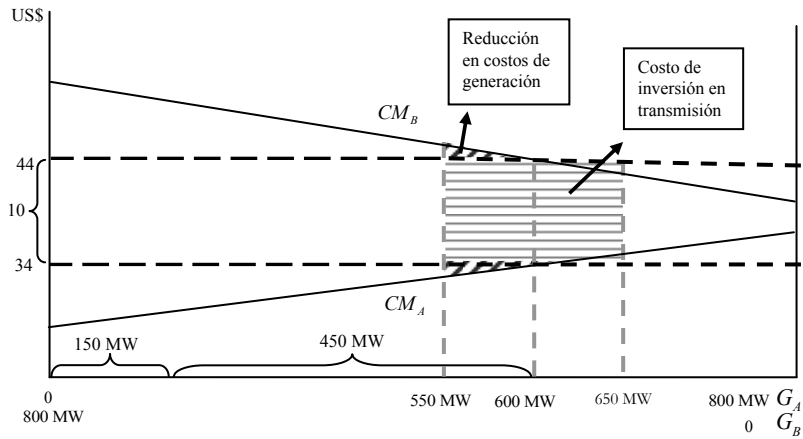
El área sombreada representa el ahorro de aumentar la generación en A y reducir la generación en B, mientras que el rectángulo muestra el costo de inversión en capacidad de transmisión —costo unitario multiplicado por los MW por transmitir, en el caso de que este fuera constante—. En el gráfico 12.10 se puede ver que hasta en una

[7] Este es un ejemplo simplificado pues hemos visto que en generación eléctrica se suele añadir el costo fijo anualizado, pero ello no altera la estructura de este análisis. Debe tenerse en cuenta también que el resultado obtenido en este caso particular —que A produzca toda la demanda de ambas localidades cuando no existen restricciones de transmisión— está asociado a las funciones de costos utilizadas, pues si estas cambiaran podría ser eficiente usar las centrales de ambas localidades haciéndolas producir hasta que los costos marginales de las generadoras de ambas localidades sean iguales. Por ejemplo, si se tuvieran las funciones de costos $CMg_A = 26 + G_A/50$ y $CMg_B = 32 + G_B/50$, sería eficiente que en A se produjeran 550 MW, y en B, 250 MW, siendo el costo marginal en ambas localidades igual a US$ 37 por MWh.

ampliación de 400 MW a 450 MW en la capacidad de transmisión —es decir, que GA pase de producir 550 a 600 MW—, el ahorro marginal en costos de generación es mayor que la inversión adicional en transmisión. Por lo tanto, en dicho ejemplo valdría la pena ampliar la capacidad de transmisión en 50 MW, pero no más que eso. En cambio, si ampliamos la capacidad de generación de 450 MW a 500MW y realizamos la inversión correspondiente en ampliar la línea de transmisión para transmitir la electricidad adicional, el valor sería negativo pues el área del rectángulo es mayor que el área sombreada.

Vemos que el área sombreada entre las curvas de costos para el rango entre 550 MW y 600 MW —pues incluye los 150 MW que se producen para satisfacer la demanda interna de A—, menos el rectángulo en el mismo rango, representa el valor económico neto de la ampliación de la transmisión de 400 a 450 MW. Si queremos determinar el valor económico de ampliar más la capacidad de transmisión, digamos de 450 MW a 500 MW —lo que implica que GA pase de 600 a 650 MW—, el valor sería negativo pues el área del rectángulo sería mayor que el área sombreada.

Gráfico 12.10. Obtención de la capacidad de transmisión óptima



Fuente: Dammert, García y Molinelli, 2010.

El ejemplo antes mostrado indica cómo deben evaluarse las decisiones de inversión en una línea de transmisión. También explica por qué no es necesariamente económico que la capacidad de transmisión sea tal que minimice las diferencias de precios entre áreas de consumo, pues esta tiene un costo de transmisión que se debe incorporar en toda evaluación.

Regulación de la transmisión

Las peculiaridades de las inversiones en transmisión exigen que estas pasen por un tratamiento regulatorio especial. En primer lugar, son altamente intensivas en capital, pues la mayor parte de los costos totales corresponden a las inversiones iniciales. En segundo lugar, estas inversiones poseen un carácter de «costo hundido» (*sunk cost*), pues la mayor parte no se puede utilizar luego para fines alternativos. En tercer lugar, su realización puede ser eficiente en un determinado contexto, pero las condiciones pueden cambiar y la línea podría dejar de utilizarse o ya no ser eficiente, lo que hace que, si fueran pagadas solo con las diferencias de precios entre nodos, la recuperación de los costos no estaría garantizada. Por ejemplo, las condiciones del sistema pueden variar abruptamente cuando por algún motivo ingresa una nueva línea de transmisión que puede quitar parte de la carga que pasaba por una línea ya construida o hacer que algún cliente que antes usaba la línea antigua se conecte directamente a esta nueva línea. En cuarto lugar, la existencia de indivisibilidades y economías de escala hacen que, incluso en el caso de que la línea siempre sea requerida, la remuneración obtenida sobre la base de los principios marginalistas no alcance para recuperar los costos totales.

Planificación de la transmisión

En teoría, el sistema marginalista basado en precios marginales locales: (1) permite identificar el impacto de la congestión sobre el bienestar de los consumidores y las ganancias de los generadores, pues da las señales

adecuadas para el consumo y la inversión; y (2) posibilita el uso de instrumentos de manejo de riesgos, como los derechos financieros de transmisión (ftr).

Sin embargo, las fallas significativas de mercado ocasionadas por la existencia de economías de escala y problemas de externalidades, y que atienden a los potencialmente complejos problemas de acción colectiva derivados de que las líneas no beneficien a un agente en particular, implican, casi siempre, que sea necesario complementar estas señales, con la intervención estatal. Por ello, el Estado debe planificar la expansión del sistema, identificar proyectos con beneficios netos, determinar los beneficiarios y asignar los cargos. Ello, particularmente, para el caso de instalaciones que afectan a muchos agentes. La planificación de la transmisión se puede realizar en una entidad estatal o ser encargada a una entidad independiente de los otros agentes del sistema que presente un plan de inversiones en transmisión a ser aprobado por el Estado.

En algunos países se han implementado mecanismos alternativos para la autorización de la construcción de nuevas líneas para tratar, en la medida de lo posible, de involucrar a los potenciales beneficiarios y a los agentes que puedan ser perjudicados por el desarrollo de una nueva línea de transmisión que les quite mercado. Así, se busca que los potenciales beneficiarios se comprometan a pagar las nuevas líneas y que los agentes que podrían verse perjudicados por su construcción puedan vetarlas. Por ejemplo, en Argentina los agentes afectados por las nuevas líneas pueden frenar la realización de un proyecto (ver Romero, 2003).

Hogan (2004) considera que se requiere un análisis que viabilice un límite entre la regulación y el uso de señales de mercado. Las «inversiones reguladas» deben realizarse cuando existen beneficios económicos para la sociedad que no se reflejan en los incentivos privados, por lo que, si se deja que el mercado brinde las señales para las inversiones, no se darían las inversiones necesarias en el sector. Estas «inversiones reguladas» se justifican en los siguientes contextos:

- El financiamiento de inversiones indivisibles (*lumpy investments*) que pueden producir cambios materiales en los precios de los diferentes nodos del sistema. Estos cambios en los precios pueden hacer que el valor *ex post* de los ingresos tarifarios o lo recaudado por los derechos de transmisión de estas líneas sea menor que el costo de inversión y costos fijos adicionales requeridos por su carácter indivisible. Por ello, el financiamiento de estas inversiones debe realizarse mediante cargos complementarios u otros mecanismos.
- Inversiones en confiabilidad (servicios complementarios como el soporte de potencia reactiva o de diseño, como las inversiones basadas en el «criterio n-1»), ya que existen limitaciones para que el mercado pueda valorar los beneficios derivados de estos servicios.
- Inversiones adicionales destinadas a mitigar el poder de mercado cuyos efectos sobre los costos sociales no son tenidos en cuenta directamente cuando se realiza un análisis basado en costos.

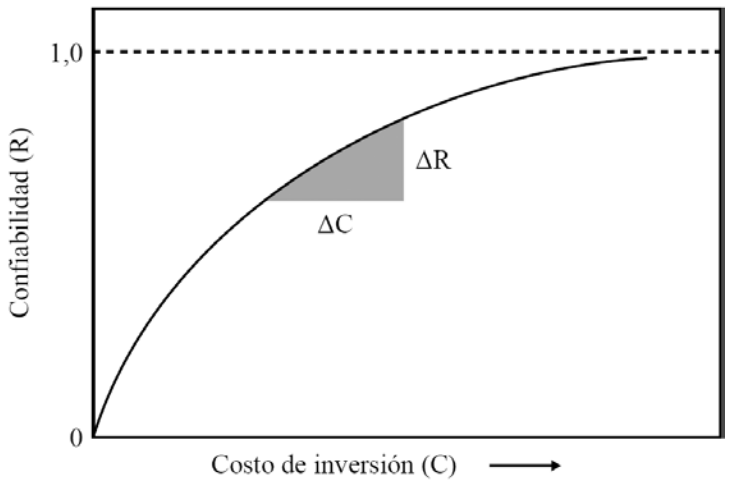
En estos casos, el regulador debe hacer uso de su poder coercitivo para identificar beneficiarios, calcular los beneficios y generar la obligación de pagar las instalaciones —mitigando los incentivos de *free riders* o polizones—.

Un tema de particular importancia en la planificación de las inversiones en transmisión es el de los criterios para invertir en confiabilidad. Por ejemplo, muchas veces se requieren inversiones adicionales como las instalaciones necesarias para cumplir con el «criterio n-1», el cual, en términos generales, establece que el sistema debe ser capaz de soportar, en cualquier momento, la pérdida no programada de uno de sus elementos. Este criterio es de tipo «determinístico» y el sistema debe soportar la contingencia más severa, incluso si esta ocurriera en el momento más desfavorable. En este sentido, es preciso encontrar un equilibrio entre

los costos necesarios para cumplir con este criterio de confiabilidad y la cantidad adicional de energía que se logra transmitir en el sistema cumpliendo este criterio, lo cual se ilustra en el Gráfico 12.11.

Los problemas inherentes para encontrar el arreglo institucional adecuado y diseñar un sistema tarifario que permita tener un sistema de transmisión confiable han sido el origen de importantes eventos de caída del sistema eléctrico, como el apagón sucedido en Nueva York y en el sur de Canadá en 2003 (ver Joskow, 2003, US-Canada Power System Outage Task Force, 2004). El resultado de estos eventos fue que se interrumpieron 63 GW de carga y se afectaron cincuenta millones de personas en ocho Estados de Norteamérica y dos provincias canadienses.

Gráfico 12.11. Incremento en confiabilidad versus costos de inversión

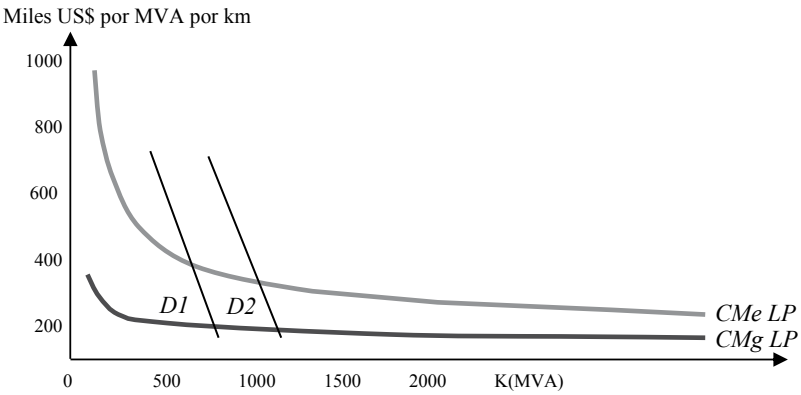


Fuente: Dammert, García y Molinelli, 2010.

Planificación de la transmisión fijación de tarifas de transmisión

Como se ha indicado, la transmisión de electricidad es una actividad en la cual los costos fijos —asociados a la inversión y mantenimiento de las redes— constituyen la mayor parte del costo total. Ello hace que, como se puede ver en el gráfico 12.12, donde se muestra la evolución de los costos en miles de dólares por megavatio amperio (MVA) por kilómetro, conforme se incrementa la capacidad de transmisión (medida en MVA)[8]. Dicha actividad está sujeta a economías de escala *ex ante* bastante pronunciadas, en las que se observa un costo medio decreciente conforme se incrementa la capacidad de transmisión por instalarse, siendo aquel siempre menor al costo marginal.

Gráfico 12.12. El costo de la transmisión



Fuente: Rudnick, 1999.

[8] Rudnick (1999) muestra que la función de costos totales de la transmisión se podría aproximar por la forma: costo total = $L^{0,8}K^{0,42}e^{3,28+0,40}N$, donde: L: longitud de la línea de transmisión, K: capacidad de transmisión y N: número de circuitos. Se puede demostrar que con esta función de costos que depende de la capacidad de transmisión, el costo marginal es igual a 0,42 veces el costo medio para todo nivel de demanda.

Por otra parte, hay que tener en cuenta quiénes se benefician de la mayor capacidad de transmisión entre nodos. En términos generales, están, por un lado, los usuarios ya que pueden recibir la electricidad generada en una localidad alejada, aunque en muchos casos pueden contar con generación de electricidad más cercana, pero más costosa. También los generadores se benefician con la línea de transmisión, pues tienen un medio para llegar a consumidores que no se encuentran en su proximidad.

Combinando los dos temas antes expuestos, el de los altos costos fijos y el de la diversidad de usuarios que se benefician de la transmisión en proporciones diversas, se pueden plantear los dos grandes problemas de la fijación de tarifas de transmisión: ¿cómo se deben calcular estas tarifas? ¿Y quiénes deben pagar por la transmisión y en qué proporción? Ambos temas serán tratados en las siguientes páginas.

Rol de los costos variables (pérdidas y congestión) en la optimización del despacho

Los costos de transmisión se pueden dividir en dos grandes categorías, según la duración del gasto: los costos fijos y los costos variables. Si bien los costos fijos o de inversión son esenciales para determinar la dimensión y trazado de las líneas, en el corto plazo se consideran como un valor fijo al que se le suman los costos variables.

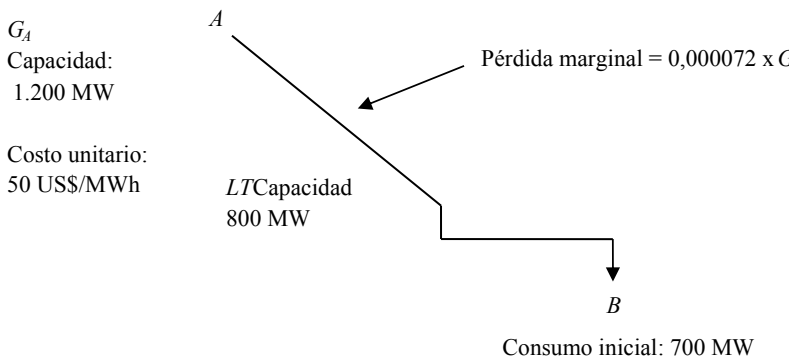
A continuación, se analizan los costos variables. La transmisión de electricidad ocasiona dos tipos principales de costos variables. El primero es la porción de electricidad que se pierde durante la transmisión[9]. Ello se debe a que el consumo de 1 MWh de electricidad requiere (1+L) MWh de generación, donde L MWh va a representar un costo por el cual hay que compensar a los generadores. El segundo costo es el de congestión, el cual, para dar una señal adecuada, debe ser incluido en el precio.

[9] Véase la sección 12.2 y la descripción inicial en esta sección.

En muchos sistemas tarifarios se incluyen en los precios el valor de las pérdidas de energía y los costos ocasionados por la congestión pues ellos, conjuntamente con los costos de generación en cada nodo, permiten el logro de un parque generador que minimice los costos totales de generación y transmisión en cada punto del sistema. Por ello, la señal que da la suma de los dos componentes de costos variables de la transmisión es necesaria para determinar el despacho económico que maximice el bienestar de los agentes atendidos por el sistema.

Para ilustrar este punto, veamos el ejemplo mostrado en el Gráfico 12.13. En este caso, el precio de la transmisión en el centro de consumo (B) para una demanda de 700 MW debe ser suficiente para pagar las pérdidas de transmitir la electricidad de A a B. Es decir, el generador en A recibe su costo marginal de generación de US$ 50 por MWh más el costo marginal de la transmisión que refleja el valor marginal de las pérdidas. La pérdida marginal será igual a 700 × 0,000072, lo que da 0,0504 MW, siendo su valor 50 × 0,0504, que es igual a US$ 2,52 por MWh. Por lo tanto, el costo marginal del sistema para proveer un incremento en la demanda en B es de US$ 52,52 por MWh.

Gráfico 12.13. Ejemplo: incorporación de las pérdidas en los precios



Fuente: Dammert, García y Molinelli, 2010.

Ahora bien, para que los generadores en A no pierdan dinero, es necesario que cubran todos sus costos. Ello quiere decir que lo que se recaba por transmisión debe cubrir el valor de las pérdidas de energía de los generadores. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que las pérdidas marginales son superiores a las pérdidas promedio, por lo que si se paga a los generadores el valor de las pérdidas marginales totales se les estará entregando una cantidad mayor al valor de las pérdidas realmente incurridas —el valor de las pérdidas totales medias—. Ello se puede apreciar en la ecuación (12.10), en la cual se puede deducir que las pérdidas de un flujo de corriente son proporcionales a la potencia al cuadrado, o sea:

$$Pérdida\ de\ energía = a.W^2 \tag{12.10}$$

Donde a es una constante y W es la potencia. La pérdida media por unidad de potencia se obtiene dividiendo entre W, o sea:

$$Pérdida\ media = \frac{a.W^2}{W} = aW \tag{12.11}$$

En cambio, la pérdida marginal se obtiene derivando las pérdidas totales respecto a W, o sea:

$$Pérdida\ marginal = \frac{\partial a.W^2}{\partial W} = 2aW \tag{12.12}$$

Comparando, se puede advertir que las pérdidas medias de la transmisión son la mitad de las pérdidas marginales.

Tómese como ejemplo el caso mostrado en el Gráfico 12.13 donde, para abastecer una demanda de 700 MW, habría que pagarle al generador en A por producir 700 $MW \times (1 + 0{,}0252)$, o sea $700 \times 1{,}0252$ para que cubra sus costos totales, incluyendo las pérdidas de energía. Alternativamente, se le pagaría 50 US$/MWh × 1,0252 = 51,26 US$/MWh por los 700 MW consumidos. Por otra parte, dado que el precio de la electricidad en el lugar de consumo debe registrar el costo marginal

para que valga la pena producir la última unidad y se den las señales óptimas de los costos de abastecer los incrementos de la demanda en cada nodo, el precio en el lugar de consumo será de 50 US$/MWh × (1 + 0,0504), o sea 50 × 1,0504 = 52,52 US$/MWh .

Se puede apreciar que, si solo se le paga al generador US$ 51,26 por MWh para compensar sus pérdidas, sobrarán 52,52 – 51,26 = 1,26 US$/MWh. Este sobrante se denomina ingreso tarifario (it) por valoración de las pérdidas y se utiliza para amortizar parte del costo total del transmisor.

A partir de este ejercicio se puede notar que, si se compensa al generador con el 50% de lo recabado por el valor de las pérdidas marginales, se cubrirán sus costos por pérdidas; lo que queda, es decir, la mitad del ingreso por pérdidas marginales, se entrega a las empresas de transmisión y forma parte del denominado ingreso tarifario (it).

La otra parte del costo de transmisión se llama peaje, el cual se determina obteniendo el costo total promedio de las líneas de transmisión y restando lo recaudado vía el ingreso tarifario.

Por lo expuesto, los precios que debe cobrar la transmisión para cubrir todos sus costos deberán cumplir la siguiente igualdad:

$$IT + Peaje = Costo\ de\ inversión\ anualizado + Costo\ de\ operación\ y\ mantenimiento \quad (12.13)$$

Como se indicó anteriormente, el *it* se calcula como la mitad del valor de las pérdidas marginales; los costos de la transmisión se calculan normalmente con un criterio de eficiencia. Teniendo los valores mencionados se puede deducir el peaje por diferencia sobre la base de la ecuación (12.13).

Se concluye esta sección con un caso que ilustra cómo se determina la tarifa de transmisión utilizando el ejemplo del cuadro 12.3 y la ecuación (12.13). El costo de la línea de transmisión que va de A a B se calcula con la información del cuadro 12.3.

Cuadro 12.3. Ejemplo de costos de transmisión

Capacidad de la línea (MW)	240
Costo de inversión (miles US$)	179 000
Anualidad de la inversión (miles US$)	22 222
Costo de operación y mantenimiento anual (miles US$)	5370
Costo total anual (miles US$)	27 592
Energía transportada en el año (MWh)	2 102 400
Costo unitario total (US$ por MWh)	13.12

Fuente: Dammert, García y Molinelli, 2010.

Del Cuadro 12.3 obtenemos el costo unitario total, el cual es de US$ 13,12 por MWh. Como ya hemos calculado el ingreso tarifario unitario en US$ 1,26 por MWh, entonces de la ecuación (12.13) calculamos el peaje unitario como:

$$\begin{aligned} \textit{Peaje Unitario} &= \text{US\$ } 13{,}12/\text{MWh} - \text{US\$ } 1{,}26/\text{MWh} \\ &= \text{US\$ } 11{,}86/\text{MWh} \end{aligned} \qquad (12.14)$$

Metodologías de asignación del peaje o cargo complementario

En las secciones anteriores se han establecido los criterios y la metodología general para el cálculo de las tarifas de transmisión y el mecanismo de pago mediante el ingreso tarifario. Como se comentó, este pago no es suficiente para cubrir los costos totales del transmisor, lo que da origen al cargo complementario o peaje. Por ello, lo que falta aún por determinar es quién paga el peaje o cargo complementario. Así pues, existen tres metodologías (con variantes) para distribuir dicho peaje:

a) Método estampilla o *postage stamp*
   Con este método el cargo complementario se distribuye en función de una medida estandarizada del uso que hacen los agentes de la capacidad del sistema. Luego, según el modelo, el cargo complementario se puede cargar a los consumidores, o una parte se puede cargar también a los generadores que estén conectados

a la línea de transmisión troncal. Los usuarios pagan lo que les corresponde en función de una medida de su consumo.
Por ejemplo, en el caso peruano se calcula un peaje unitario utilizando la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} &\textit{Peaje unitario}\,(\text{US\$ } \textit{por MW} - \textit{año}) \\ &= \frac{\textit{Costo total anual} - \textit{ingreso tarifario}}{\textit{Máxima demanda del sistema}} \end{aligned} \tag{12.15}$$

Sin embargo, el reparto del costo total de la transmisión con este mecanismo tiene el problema de no generar las señales de localización adecuadas a los agentes, pudiendo tener mayor justificación en sistemas con configuraciones donde los costos de transmisión no sean muy diferentes entre zonas.

b) Método basado en el beneficio (generadores y usuarios)
Con este método, propuesto por Pérez Arriaga y otros (1995), se reparte el cargo complementario sobre la base de los beneficios que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios. Se entiende por beneficios la mejora que experimenta cada agente por la existencia de la red de transmisión. Para cada generador el beneficio neto es:

$$\begin{aligned} &\textit{Beneficio neto generadores} \\ &= \textit{Ingreso con instalación} - \textit{Ingreso sin instalación} \end{aligned} \tag{12.16}$$

Para los consumidores, el beneficio se asocia a la diferencia de costos que tienen que pagar con y sin la línea:

$$\begin{aligned} &\textit{Beneficio neto consumidores} \\ &= \textit{Costo sin instalación} - \textit{Costo con instalación} \end{aligned} \tag{12.17}$$

Luego de calculados los beneficios de acuerdo con las ecuaciones (12.16) y (12.17), se reparte el cargo complementario proporcionalmente a esos beneficios. Así se tiene que la participación del usuario *k* en el pago de la línea *i* sería:

$$Par_{ki} = \frac{B_{ki}}{\sum_k B_{ki}}; B_{ki} > 0 \qquad (12.18)$$

La principal dificultad de aplicar este método es que se requieren simulaciones largas y complicadas para calcular los beneficios de cada usuario de la línea. Sin embargo, teóricamente es el de mayor mérito, pues asigna los costos de la transmisión proporcionalmente a los beneficios de los agentes, con lo cual se generan señales económicas más adecuadas entre todos los métodos.

c) Método basado en el uso del sistema
Según este método, el cargo complementario se reparte en proporción a una estimación del uso que hace cada participante del sistema eléctrico. Para ello se calcula la influencia (uso) sobre la red de un incremento de consumo o producción de cada usuario. Dado que no es posible efectuar mediciones que permitan obtener la participación de cada usuario en el uso de la red, se han desarrollado diversos métodos de estimación, incluyendo los propuestos por Bialek (1997) y Kirschen, Ron y Strbac (1997), basados en el «principio de proporcionalidad» entre las inyecciones y retiros de energía en cada nodo de la red y, de otro lado, el método basado en los factores de distribución. Una explicación detallada de estos métodos, incluyendo casos prácticos, se puede ver en Rubio Odériz (1999), Danitz (2001) y Fahrenkrog (2004).

Resumen de las etapas en la regulación de la transmisión.

De lo expuesto se puede resumir la regulación de la transmisión, empleando el caso peruano, como sigue:

a) Planificar la ampliación y nuevas líneas de transmisión teniendo en cuenta las alternativas de consumo y producción futuras más probables, incluyendo líneas redundantes para reducir la probabilidad de interrupciones.

b) Asegurar las nuevas inversiones mediante licitaciones de concesiones a largo plazo que reduzcan el riesgo en las inversiones.

c) Establecer las tarifas a pagar por los beneficiarios de la transmisión (generadores y consumidores) a través de tarifas estampilla, según el método del beneficiario, o según la intensidad de usos de las líneas por cada beneficiario.

12.6 Economía de la distribución de electricidad

La distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios[10]. Los consumidores acceden a la electricidad a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas, sujetas a postes eléctricos, o subterráneas. Las líneas de distribución, para llegar a los consumidores, operan a voltajes menores que las líneas de transmisión. Las pérdidas de energía en distribución suelen fluctuar entre un 4% y un 9% en los sistemas más eficientes. La distribución se suele caracterizar como un monopolio natural debido a la existencia de economías de escala y densidad —menor costo medio cuando se incrementa el número de usuarios por kilómetro cuadrado—.

En muchos casos, los operadores de los sistemas de distribución también realizan la función de atención al cliente, la cual incluye medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista (ventas al consumidor final) la realizan empresas distintas, que se encargan de comprar electricidad a las generadoras, celebrar contratos con los consumidores, realizar la medición

[10] Existen otras empresas grandes —minas, cementeras y empresas de grandes dimensiones— que no requieren estos sistemas pues se abastecen directamente de las líneas de transmisión. Estas últimas operan a voltajes más altos que las líneas de distribución para maximizar economías de escala y reducir pérdidas en grandes distancias.

del consumo, facturar y cobrar. En este último caso, los consumidores minoristas deben pagar por separado a las empresas de transmisión y distribución.

Adicionalmente, un sistema de distribución posee equipos de protección y seccionamiento que reducen el número y la duración de las interrupciones de suministro. Otro tema importante es la densidad del servicio. Entre los indicadores de densidad más utilizados tenemos el número de clientes y el volumen de electricidad (GWh), medidos por kilómetro de red.

Claramente existe un ahorro en costos cuando la densidad es mayor. Esto hace que las redes de distribución de un área se clasifiquen en áreas típicas, basadas en indicadores de densidad (áreas urbanas, urbano-rurales, rurales). Es más, tal como señala Borenstein (1999), existen algunos estudios que indican que la condición de monopolio natural de la distribución se debe más a la existencia de economías de densidad[11] que a las economías de escala propiamente dichas, pues el costo medio no se reduciría apreciablemente conforme se incrementara el consumo si se controla por el factor de densidad.

12.6.1 Costos de distribución

Los costos de distribución incluyen el valor del capital, el costo de operación y mantenimiento y las pérdidas de energía. El valor del capital de una empresa distribuidora equivale a la depreciación de sus instalaciones más los intereses del capital invertido. La tasa de costo de capital normalmente se asocia con el costo promedio del capital o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC)[12], que se define como el promedio

[11] Definidas como la reducción de los costos medios conforme se incrementa el número de usuarios por metro cuadrado del área de concesión.

[12] $WACC = \left(\frac{D}{D+E}\right)(1-t)r_D + \left(\frac{E}{D+E}\right)r_E$, donde: r_D = tasa de la deuda, r_E = tasa del capital propio (*equity*), D = financiamiento vía deuda de largo plazo, E = financiamiento vía capital propio, t = tasa impositiva. El porcentaje óptimo de endeudamiento

ponderado de las tasas de retorno requeridas por el capital aportado por los inversionistas y el capital prestado por entidades financieras. El costo del capital, de acuerdo con el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), es igual a una tasa libre de riesgo —por ejemplo, la tasa de interés de los bonos del gobierno— más una prima por riesgo que depende del sector y del riesgo-país[13]. En la práctica existen tres alternativas para evaluar los bienes e instalaciones en servicio que conforman el costo del capital invertido: costo histórico, costo de reposición y costo de sustitución o valor nuevo de reemplazo (VNR).

- El *costo histórico* es el valor efectivamente pagado por la distribuidora por sus instalaciones y equipos, menos la depreciación acumulada.
- El *costo de reposición* representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos hoy, sin tener en cuenta la obsolescencia de la tecnología utilizada.
- El *costo de sustitución* o *valor nuevo de reemplazo* (VNR) es el costo actual de adquisición de nuevas instalaciones y equipos que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado por las instalaciones existentes, pero utilizando la última tecnología y buscando el mínimo costo. Este concepto responde a la necesidad de garantizar que los usuarios no financien inversiones ineficientes.

(*leverage*) depende de una serie de factores, lo que complica el cálculo de la tasa de costo del capital. Un libro de texto estándar sobre finanzas corporativas que se puede consultar para más detalles es Brealey & Myers, 2000.

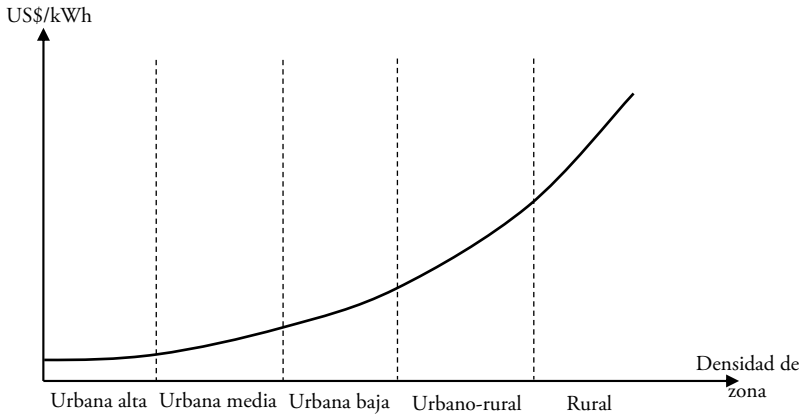
[13] Para una derivación detallada del costo de capital y su aplicación a las empresas distribuidoras, ver García y Pérez-Reyes 2005.

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a los costos necesarios para mantener disponible el servicio con la calidad adecuada e incluyen las actividades de mantenimiento preventivo, mantenimiento menor y mantenimiento mayor, programadas de acuerdo a la frecuencia requerida por cada una de ellas.

Tanto los costos unitarios de inversión como los costos de operación y mantenimiento dependen de la densidad poblacional o características del servicio, incluyendo los niveles de calidad de suministro para los que se hayan diseñado las redes. Es decir, el costo promedio en la zona rural será mayor que en la zona urbana debido a que la distancia entre los clientes es mayor si se considera un mismo nivel de confiabilidad. Ello debido a que, si bien el costo por kilómetro en una zona rural puede ser menor que en una urbana —pues las distancias entre postes, conocidas como vanos, suelen ser mayores y por lo tanto se requiere un menor número de ellos—, cuanto más urbana es la zona generalmente el consumo de kWh por persona es mayor, efecto que supera al primero. Por ello, si se considera que la calidad del servicio es similar, el costo medio de distribución tiende a ser mayor conforme se va de zonas urbanas de alta densidad a zonas urbanas de media densidad, hasta llegar a zonas rurales. Este comportamiento típico de los costos unitarios por kWh según densidad de zona, considerando niveles similares de calidad de suministro, se ilustra en el Gráfico 12.14.

Esta diferencia de costos entre zonas es tomada en cuenta en la regulación de tarifas de electricidad al calcularse los costos de los concesionarios considerando tanto la concentración de población como los niveles de consumo típicos. Este tema se verá con mayor detalle en las secciones siguientes.

Gráfico 12.14. Costo de distribución eléctrica según densidad de la zona



Fuente: Dammert, García y Molinelli, 2010.

Respecto al costo de las pérdidas, aquellas de índole técnica, como el porcentaje de la energía transportada, aumentan conforme el voltaje disminuye. Como la distribuidora compra energía y potencia —aunque a veces se expresa todo en energía— a la generadora, la distribuidora suma el costo de las pérdidas a los costos de distribución, que en el caso peruano se suman al valor agregado de distribución (VAD). Sin embargo, como regla en los países donde se utilizan mecanismos de regulación por incentivos, las tarifas deben reconocer solo un porcentaje de pérdidas basadas en condiciones eficientes de operación.

Métodos de regulación en distribución eléctrica

Al igual que la transmisión, las redes de distribución de electricidad también son un monopolio natural y están a cargo de empresas que generalmente tienen el monopolio legal o concesión exclusiva en cada región. En vista de ello, los precios se determinan en función de los costos medios aplicando el criterio del «segundo mejor», como se indicó en el primer capítulo. A continuación, se consideran tres métodos de regulación que son los más comunes en la distribución eléctrica:

1) regulación por tasa de retorno (*rate of return,* ROR) o costo de servicio; 2) regulación por *price cap y revenue cap*; y 3) regulación por empresa eficiente, en algunos casos combinada con *yardstick competition*.

Regulación por tasa de retorno o costo de servicio

Este es el método tradicional utilizado por las Public Utility Commissions en Estados Unidos. Consiste en fijar tarifas iguales al costo medio estimando y auditando los costos en que incurre la empresa para prestar el servicio. De esta manera, todos los costos reconocidos son trasladados directamente a los consumidores. Tradicionalmente, esta metodología, o método de los ingresos necesarios, cubre los siguientes tres aspectos: 1) la supervisión y control de los costos de operación y mantenimiento por reconocerse, 2) la determinación del capital remunerable (*rate base*) y 3) la elección de la tasa de retorno permitida.

En general, el costo anual del servicio se calcula como la suma de los costos de operación y mantenimiento (COyM) más la depreciación del periodo (D), los impuestos (T) y el costo anual del capital (K), menos los ingresos no directamente relacionados con la venta de electricidad (I):

$$Costo\ de\ servicio = COyM + D + K + T - I \qquad (12.19)$$

Para determinar el costo anual del capital (K) es necesario calcular la inversión neta remunerable (*rate base*), que incluye el valor de la propiedad y las instalaciones en uso no depreciadas más el activo circulante. Generalmente se utiliza el método del valor histórico, aunque en algunos esquemas de regulación se utilizan los valores de reposición. Una vez calculada la inversión neta remunerable, se debe aplicar una tasa de retorno (*rate of return*, ROR), que se estima a partir de la opinión de expertos o estudios de los factores que intervienen en su formación, tomando como base una tasa libre de riesgo a la que se le añaden el riesgo de la industria y otros riesgos, como el riesgo-país. Luego, el costo anual del capital (K) se determina como:

$$K = ROR * (Valor\ activos\ no\ depreciados + Capital\ de\ trabajo) = ROR \times (Rate\ Base) \quad (12.20)$$

Un aspecto importante está referido a los incentivos que puede producir la regulación por costo de servicio o tasa de retorno. Un problema que puede presentarse es el incentivo a sobreinvertir en capital, conocido como el «efecto Averch-Johnson». En este caso, la empresa regulada tiene el incentivo para utilizar un excesivo nivel de capital cuando el regulador reconoce en los cálculos tarifarios un costo de capital superior al que la firma realmente posee en el mercado. De esta manera, la firma se asegura un ingreso adicional por cada unidad de capital invertida en exceso, lo que lleva a que utilice una combinación de capital/trabajo que no es eficiente. El otro efecto, conocido como «ineficiencia X», se debe a que los costos de producción, si bien legítimos por ser auditados, pueden ser superiores a los costos que resultarían de la operación eficiente de la empresa, debido a ineficiencias inducidas por la ausencia de competencia, asociadas con problemas en la gestión y un menor esfuerzo en la compra de insumos, entre otros factores (Leibenstein, 1966).

En algunos esquemas se busca reducir estas ineficiencias y, para ello, se permite que la empresa regulada se apropie de parte de las ganancias que obtendría si mejora su desempeño respecto de los estándares utilizados en los cálculos tarifarios. Esto podría lograrse, en este esquema, si la regulación se realizara en periodos espaciados (mayor rezago regulatorio). De esta forma, si al terminar un periodo regulatorio la empresa invirtiera en mejorar la eficiencia, esta podría apropiarse de las ganancias adicionales hasta que los precios se ajusten en la próxima regulación.

Regulación por revenue cap (ingreso máximo) y por price cap (precio máximo)

En la regulación por *revenue cap* se limitan los ingresos de la firma mediante la siguiente fórmula:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA \times \Delta Cli) \times (1 + I - X) \pm Z \qquad (12.21)$$

Donde:
R_t: ingresos autorizados a la firma en el periodo t
CGA: factor de ajuste por crecimiento de clientes (US$/cliente)
ΔCli: cambio anual en el número de clientes
I: índice de inflación
X: factor de productividad
Z: ajustes por aspectos no tomados en cuenta

Se puede apreciar que la ecuación (12.21) se corrige de acuerdo con el número de clientes, a la inflación y a un índice de productividad determinado por el regulador. Según este esquema, la firma tiene incentivos para reducir costos y aumentar su rentabilidad, para lo cual sería necesario que el tiempo entre periodos de fijación tarifaria fuera suficientemente largo. El factor Z incluido en la ecuación (12.21) corresponde a eventos inesperados tales como cambios en impuestos, modificaciones en la metodología contable, cambios regulatorios, restricciones ambientales, entre otros.

En cuanto al esquema de precios tope (*price caps*), los precios se limitan sin imponer restricciones a los ingresos de la distribuidora. La fórmula es:

$$P_t = P_{t-1} \times (1 + I - X) \pm Z \qquad (12.22)$$

Donde:
P_t: precios máximos en el periodo t
P_{t-1}: precios máximos en el periodo $t-1$

La ecuación (12.22) relaciona los precios de un periodo (año) con los del periodo anterior, los cuales son corregidos por la inflación y un índice de productividad, además del factor Z por cambios en el entorno.

Tanto para el esquema de ingresos tope (*revenue cap*) como para el de precios tope (*price cap*) la firma busca maximizar su beneficio. La diferencia está en que, de acuerdo con el esquema de ingresos tope, la empresa busca producir una menor cantidad por un precio más alto, mientras que, con el modelo de precios tope, la empresa busca maximizar sus ventas, típicamente hasta que el ingreso marginal iguale al costo marginal.

Por ejemplo, la regulación en Colombia utiliza el modelo de precios tope. En este modelo, el precio máximo está definido de acuerdo con el costo unitario de prestación del servicio por kWh, definido para cada unidad de tensión de suministro (voltaje). El costo unitario incluye el costo de generación y transmisión —ambos calculados por separado), al cual se añade el costo de distribución y comercialización, mientras que en el denominador se toman en cuenta las pérdidas. La fórmula final es la siguiente:

$$C_u = \frac{Compras(generación) + Transmisión + Distribución + Adicionales + Comercialización}{(1 - \%pérdidas)} \tag{12.23}$$

El precio de compra de energía corresponde al costo de la generación, que en Colombia es el promedio ponderado de los contratos y las compras al mercado spot efectuadas por los agentes del mercado. Similarmente, el cargo por transmisión es calculado de acuerdo con los criterios de reparto de los costos entre la demanda y los generadores establecidos regulatoriamente para este segmento.

En cuanto a los costos de distribución en Colombia, estos se componen de la remuneración del capital sobre el costo de reposición de las instalaciones utilizando una tasa de interés del 9%, a la cual se agrega un porcentaje definido por el regulador para gastos de administración, operación y mantenimiento para cada uno de los cuatro niveles de tensión.

El costo unitario de distribución se estima dividiendo el costo total de distribución entre la energía anual correspondiente al año anterior y descontando las pérdidas reconocidas para la distribución.

En este tipo de modelos de regulación por precios tope es importante analizar los métodos usados para el cálculo del factor de productividad y el periodo regulatorio para reducir el riesgo de desincentivar inversiones en eficiencia y, a la vez, permitir el traslado oportuno de estas mejoras a los consumidores.

Regulación por empresa modelo eficiente

En primer lugar, se debe tener en cuenta el objetivo y la definición de la empresa modelo eficiente. El concepto de «empresa modelo eficiente» se desarrolló en Chile a principios de 1980 para evitar que las tarifas estuvieran influidas por motivos no económicos como había sucedido en el pasado. Así surgió el concepto de empresa eficiente como aquella que opera con los costos indispensables para proveer los servicios sujetos a regulación tarifaria de forma eficiente, de acuerdo con la tecnología disponible y con la calidad establecida para dichos servicios, adaptándose a la geografía y la demanda en cada área de servicio[14].

En el Perú y Chile la regulación por empresa modelo eficiente se combina con otro método denominado *yardstick competition*. Para ello, una vez que se establecen las tarifas utilizando el modelo de empresa eficiente se les hace una rectificación para que un grupo de empresas en promedio den una tasa de retorno adecuada. Es decir, las tarifas iniciales se incrementan o disminuyen para que la tasa de retorno esté dentro de un rango aceptable. Este método de *yardstick competition* ocasiona un incentivo a que las empresas menos eficientes en costos los ajusten para obtener una tarifa que les dé mayor rentabilidad en la siguiente regulación.

[14] Artículo 30 A y C, título V, ley 18168 de 1982, ley de telecomunicaciones de Chile, y artículos 294 a 296 de la ley eléctrica de Chile.

12.7 Organización moderna del sector

12.7.1 Consideraciones generales

La imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de múltiples tecnologías de generación con costos de inversión y operación diferentes, la operación en una red interconectada donde existen problemas de externalidades de red (congestión e inversiones ineficientes), las economías de escala no agotadas y la existencia de costos hundidos y activos específicos llevaron a que en el pasado el sector eléctrico fuera usualmente operado por un monopolio verticalmente integrado administrado por el Estado.

Por otra parte, se tenía el concepto de que era difícil coordinar la generación y transmisión como empresas separadas —es decir, la operación del sistema debía hacerse de forma integrada debido a las interrelaciones complejas entre estas dos actividades—, así como planificar de forma conjunta las inversiones en generación y transmisión en el largo plazo para hacer frente a la demanda. La organización moderna considera diversos esquemas para afrontar estos temas, a la vez que intenta lograr que la industria sea lo más eficiente y económica posible a través de la separación de actividades y la promoción de la competencia donde esta sea posible. Estos modelos requieren una entidad coordinadora de las actividades, conocida como operador del sistema.

12.7.2 El operador del sistema

Es el ente encargado de coordinar la producción de las plantas generadoras con la demanda o carga requerida, que viene a ser la suma del consumo total de los clientes a cada momento en cada nodo o barra del sistema[15], para mantener estable el sistema de transmisión. Entre las funciones realizadas por los operadores del sistema están:

[15] Los nodos o barras son los elementos del sistema eléctrico donde se realizan los retiros o inyecciones de energía.

1) observar la evolución de la carga requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción; 2) planificar el despacho por adelantado (predespacho) para que los generadores estén preparados para producir, pues suelen requerir cierto tiempo para estar operativos; y 3) corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho, dependiendo de las eventualidades que pudieran surgir, tales como una demanda mayor a la prevista, la salida de centrales o de líneas de transmisión.

Para el cumplimiento de sus funciones, el operador del sistema debe mantener plantas que no estén operando pero que tengan disponibilidad para hacerlo dentro de los límites de tiempo requeridos por el sistema. Los servicios provistos por estas unidades se conocen como «servicios complementarios» (*ancillary services*) por ser requeridos para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad. Entre los principales servicios complementarios se incluyen: 1) balance y regulación de la frecuencia, la cual se puede desestabilizar debido a las diferencias entre la producción y el consumo en tiempo real[16]; 2) estabilidad de tensión o voltaje, que hace necesaria la venta de energía reactiva para estabilizar el sistema; y 3) arranque en negro (*black start*), que se refiere a las unidades que pueden iniciar operaciones inmediatamente cuando el resto del sistema no funciona y que permiten recuperar el sistema cuando este ha colapsado[17]. En particular, muchos de estos servicios tienen el carácter de bien público[18], por lo que su provisión privada mediante competencia en el mercado puede no ser eficiente económicamente.

[16] Para mantener este balance, se hace necesaria la existencia de una reserva rotante (de centrales en funcionamiento) y de una reserva fría (que puede empezar a producir en unos pocos minutos).

[17] Estas unidades pueden arrancar en frío, a diferencia de otras centrales que necesitan que el sistema esté funcionando para arrancar (arranque en caliente).

[18] Un bien público es un bien en el que la rivalidad en el consumo es baja y las posibilidades de excluir de los beneficios (por medios físicos o legales) a terceros es relativamente difícil.

Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual los requiere *ex ante* entre los generadores dispuestos a brindarlos dentro de un denominado «mercado de servicios complementarios». Los costos de estos servicios suelen prorratearse entre todos los generadores del sistema bajo diferentes criterios (Stoft, 2002)[19].

En algunos países se ha dividido la operación económica y técnica en dos entidades: el operador del mercado (*power exchange*, PX) y el operador independiente del sistema (*independent system operator*, ISO).

12.7.3 Modelos de organización del sector eléctrico

De acuerdo con Joskow (1999), la evolución de las formas de organización del sector eléctrico en el mundo puede entenderse como la búsqueda de arreglos institucionales potencialmente eficientes que permitan niveles de inversión aceptables y un manejo adecuado de los problemas de externalidades intrínsecos a la operación de redes eléctricas de corriente alterna[20]. En este sentido, las reformas de la década de 1980 buscan mecanismos que posibiliten una mayor competencia a través de la desintegración vertical sin comprometer la confiabilidad del suministro de electricidad. La operación con un monopolio regulado, verticalmente integrado, habría representado una forma de organización eficiente de la actividad eléctrica en su momento. Sin embargo, esta alternativa presentaba los problemas de la regulación de monopolios bajo el enfoque de costo del servicio, el de no incluir el potencial de los avances tecnológicos para facilitar la coordinación del sistema eléctrico y reducción de costos de transacción, y la posibilidad de introducir competencia en determinados segmentos de la cadena de suministro

[19] Una discusión más detallada sobre la definición y tratamiento regulatorio a nivel internacional de los servicios complementarios se puede encontrar en el capítulo 5 de Bhattacharyya y otros, 2001.

[20] Joskow (1999) aplica los conceptos de la economía institucional basada en los costos de transacción a las reformas del sector eléctrico. Una exposición detallada de este enfoque se puede consultar en Williamson, 1989.

de electricidad. Sobre la base de estos desarrollos, se iniciaron las reformas estructurales y regulatorias orientadas a promover la competencia en las actividades de generación y comercialización de electricidad.

Las actividades o subsistemas del sector eléctrico se diferencian entre sí por el nivel de competencia que se puede lograr en cada una de ellas. Por ello, los esquemas de regulación son diferentes para cada actividad; los modernos tratan de crear mecanismos que otorguen a las empresas monopólicas incentivos a la eficiencia similares a los que enfrentarían en condiciones de competencia.

A nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de organización del sector eléctrico de acuerdo con el grado de competencia que se introduce en el sistema, a los que se conoce como «diseños de mercado» (*market designs*), pues suponen un conjunto de reglas, instituciones e instrumentos que varían dependiendo de la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia. Según Hunt y Shuttleworth (1996) y Hunt (2002)[21], estos modelos son el de monopolio verticalmente integrado, el comprador único, el sistema con competencia mayorista y el sistema con competencia minorista.

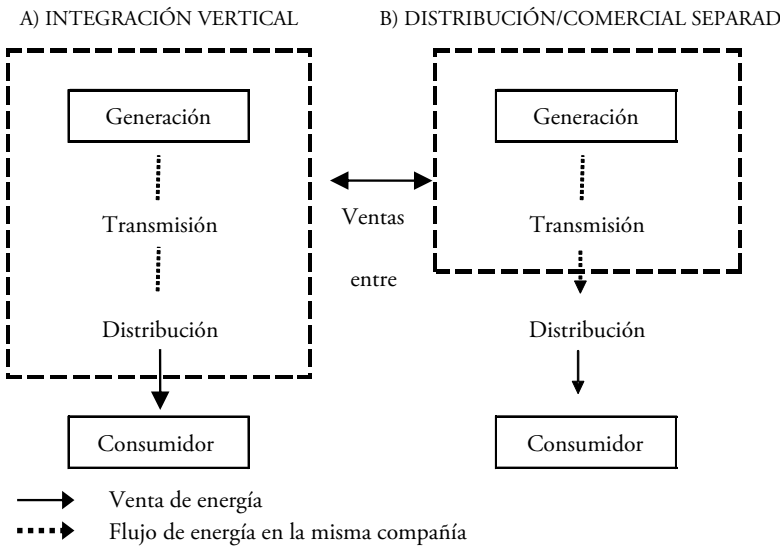
12.7.4 Monopolio verticalmente integrado

Este es un monopolio en el cual todas las actividades las realiza una sola empresa (véase gráfico 12.15). La eficiencia en este esquema dependerá del proceso de planeamiento e inversión de la empresa eléctrica, sujeto normalmente a la aprobación de las autoridades del sector.

La regulación de tarifas, basada en la regulación por costo del servicio, se convierte en este caso en un mecanismo para transferir el riesgo resultante de los errores de la empresa eléctrica a los consumidores, los que pueden fluctuar entre malas decisiones de inversión, mal planeamiento y eventos no previstos.

[21] Una discusión temprana de los escenarios para la desregulación del sector eléctrico se puede ver en Joskow y Schmalensee, 1983.

Gráfico 12.15. Monopolio verticalmente integrado



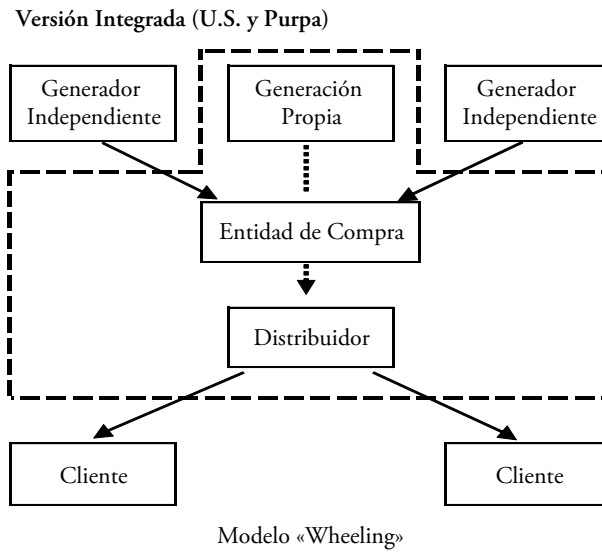
Fuente: Hunt, 2002.

12.7.5 Comprador único

En este modelo existe una entidad o comprador único (*single buyer*) que actúa como intermediario en la compra y venta centralizada de energía a nivel mayorista, lo que posibilita la participación de productores independientes (generadores) o clientes calificados (consumidores). Este comprador único puede ser una distribuidora regional o un comprador que luego entrega electricidad a varias distribuidoras dentro de la región a un precio común. Esto puede darse a través de ofertas de precios de las generadoras en las cuales el comprador único va tomando las de precios más bajos, por ejemplo. En este modelo, el tema principal es que los precios se determinan entre la generación y el comprador único, sin que intervengan los consumidores mayoristas o sea las empresas distribuidoras y los grandes consumidores. Este modelo se ha usado extensamente en Estados Unidos, y en la actualidad, en México y Francia, países donde el

grado de desregulación de la industria eléctrica todavía es limitado, pues existen restricciones a la entrada en las actividades de generación y a las ofertas libres de precios. Una variante de este sistema es el modelo *wheeling*, el cual se estableció en Estados Unidos cuando se permitió el ingreso de los generadores independientes (*independent power producers*, IPP) para que se conectaran a la red de la empresa monopólica verticalmente integrada, pero que eran despachados solo después de las centrales de la empresa monopólica y no tenían una relación con los clientes finales[22]. Ambos casos están ilustrados en el gráfico 12.16.

Gráfico 12.16. Modelo de comprador único



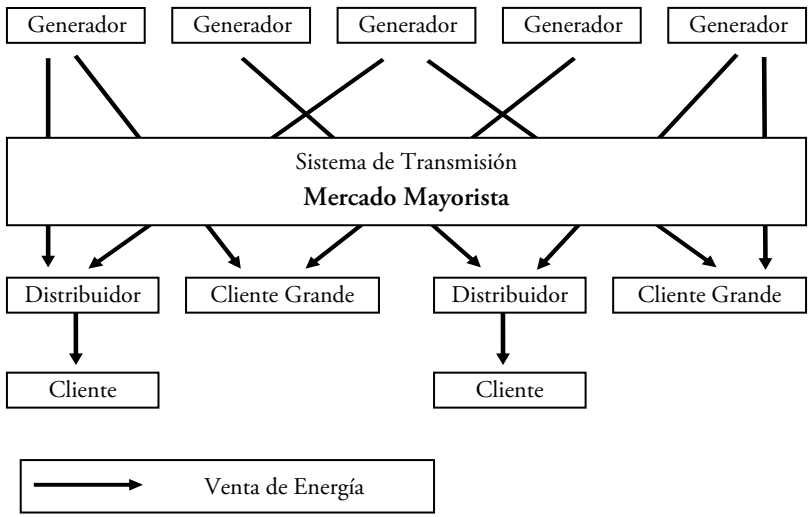
Fuente: Hunt, 2002.

[22] Este fue el esquema denominado PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) o ley de políticas regulatorias de empresas de servicios públicos, establecida en 1978 en Estados Unidos, que disponía que las empresas de servicio público compraran energía de ciertas «entidades calificadas», siempre que el costo esperado de generación propia fuera mayor que el costo de estas entidades. Un análisis detallado de este proceso de reestructuración puede verse en Hirsh, 1999.

12.7.6 Sistema con competencia mayorista

En este modelo, los generadores compiten por vender energía a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores en el mercado mayorista. Si bien en los modelos en los que el grado de desregulación es mayor, la competencia es por cantidades y precios; pero, en algunos países, por razones de tamaño de mercado u otras barreras, el regulador establece el precio dejando la determinación de la cantidad de energía al mecanismo de licitaciones o contratación bilateral entre generadores y distribuidores (ver gráfico 12.17).

Gráfico 12.17. Modelo de competencia mayorista



Fuente: Hunt, 2002.

En este mercado también existe la posibilidad de que las generadoras con capacidad insuficiente para cumplir con sus contratos o que hayan sido desplazadas del despacho adquieran electricidad de otras generadoras con capacidad disponible en el mercado spot y de esta manera

cubran sus déficits y cumplan con sus compromisos contractuales. Bajo este sistema, las generadoras que compran electricidad en el mercado spot pueden perder o ganar por la proporción de energía comprada según el diferencial que resulte entre el precio de sus contratos y el precio del mercado spot.

Debe tenerse en cuenta que, si bien la provisión de electricidad requiere el uso de las instalaciones de transmisión, su propietario no participa en las negociaciones dentro del mercado mayorista y es remunerado con un pago predeterminado.

Dentro de la organización del mercado mayorista, un aspecto importante es el nivel de centralización de las transacciones. Al respecto, existen dos opciones en este diseño de mercado: 1) el *pool* obligatorio y los contratos bilaterales financieros; y 2) el despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance.

1. *Pool* obligatorio y contratos bilaterales financieros. Esta opción consiste en la creación de un *pool* obligatorio (*mandatory pool*) administrado por un operador denominado *pool company* («*PoolCo*»). En este esquema, todos los generadores venden energía por intermedio del *pool* a través de un sistema de subastas horarias de energía llevadas a cabo por el operador del mercado (ver los comentarios finales de este capítulo). En estas subastas cada operador ofrece diferentes precios para diferentes cantidades. El operador del mercado realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta ordenando las subastas por los precios más bajos. El precio ofertado por el último generador con una subasta válida se convierte en el precio del sistema, al cual todos los compradores y vendedores realizan sus transacciones. El operador del sistema puede modificar el despacho para evitar posibles problemas de congestión.

2. Históricamente, los *pools* se pueden considerar como una forma de introducir mecanismos de mercado en un sector en el que tradicionalmente estos no existían. Según Von der Fehr y Harbord (1997), los *pools* son instituciones que buscan facilitar el funcionamiento del mercado al permitir simultáneamente la coordinación y control de las actividades de generación y transmisión, al obligar que toda la demanda y la oferta se iguale, independientemente de los contratos existentes entre las partes, mediante una serie de procedimientos estandarizados. Esto significa que los *pools* son mercados multilaterales, en los que toda la oferta y la demanda para un mismo periodo se igualan, sin necesidad de identificar las transacciones bilaterales que existan. Todos los oferentes que han entrado a producir venden a todos los demandantes en cada periodo.

3. El despacho basado en contratos bilaterales físicos y un mercado de balance. Una segunda opción, todavía poco extendida en la práctica, consiste en el uso de contratos bilaterales físicos. En este caso no existe homogeneidad en las transacciones, los agentes —tanto compradores como vendedores— tienen una mayor flexibilidad para adecuarlas a sus preferencias, y no existe un precio único que equilibre el mercado debido a que no es obligatorio que toda la energía se tenga que ofrecer en el *pool*, ya que la energía contratada ingresa directamente al sistema —siempre y cuando el operador del sistema garantice su factibilidad técnica—. Un problema que enfrenta este modelo está referido a que cada comprador debe negociar precios comparando ofertas y usando servicios de información, lo cual suele ser más costoso[23]. Los generadores que no puedan cubrir sus

[23] Un esquema de este tipo ha sido el introducido recientemente en el Reino Unido. Si bien inicialmente existió una serie de discusiones sobre las ventajas y desventajas de cada modelo (véase Ruff, 1999a) la tendencia a nivel mundial en el diseño del mercado

contratos tendrán que recurrir a un mercado de balance donde, a través del operador del sistema, encargado de mantener la confiabilidad del suministro en el tiempo, terminarán comprando la energía faltante a otros generadores que hayan ofrecido capacidad al sistema.

4. En el Perú, con la reforma de 1992, se adoptó el modelo de competencia mayorista, pero con precios regulados, en la modalidad de *pool* obligatorio, pues se optó por la desintegración vertical, la libre entrada a la actividad de generación y un despacho centralizado. En 2006 se introdujo un cambio importante al establecerse que los precios mayoristas surgirían de las licitaciones de los contratos de las distribuidoras entre todos los generadores.

12.7.7 Sistema con competencia minorista

Este sistema es similar al anterior, solo que, además, todos los consumidores pueden escoger a sus abastecedores. En este caso, los consumidores adquieren la electricidad de empresas comercializadoras minoristas, a las que escogen de acuerdo con su conveniencia: menú de precios, calidad, otros servicios; en algunos casos pueden participar las distribuidoras, mientras que, en otros, estas están limitadas a sus funciones en la operación de las redes (ver gráfico 12.18).

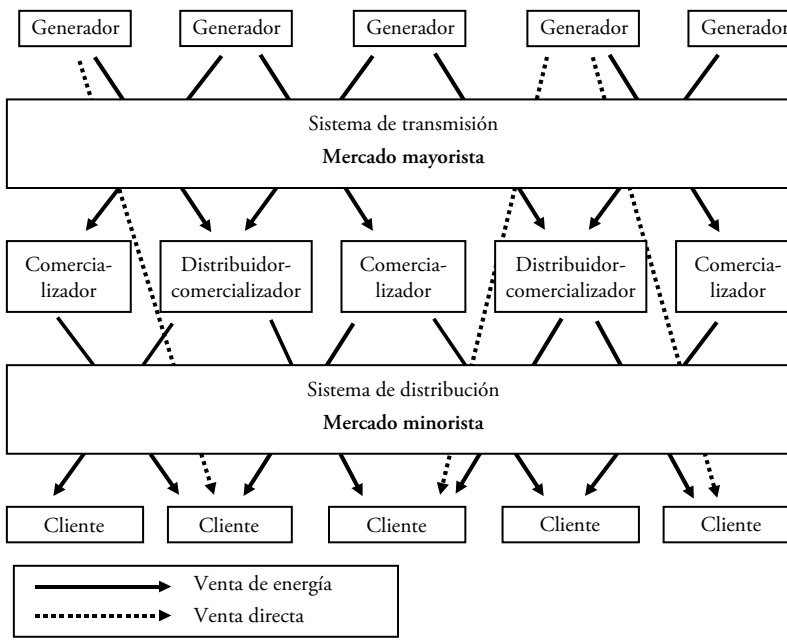
Un comercializador puede ofertar precios y servicios atractivos asumiendo riesgos como la compra en el mercado spot, en el que los precios están sujetos a una alta volatilidad. Los comercializadores pueden brindar servicios más específicos a los clientes, tales como: 1) diferentes sistemas de medición; 2) precios en tiempo real, otros esquemas de precios (precios estacionales, contratos interrumpibles, otros sistemas de facturación); 3) información preventa; 4) administración de servicios de energía posventa; 5) traslado de beneficios por bajos precios

mayorista viene incorporando aspectos que tratan de compatibilizar elementos de los dos esquemas mencionados anteriormente (Rothwell & Gómez, 2003).

spot a los consumidores finales; y 6) difusión de conciencia ambiental (*green power*), entre otros.

Este sistema se viene aplicando, en mayor o menor medida, en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Colombia, Argentina y en algunos de los Estados Unidos de América, entre otros. Si bien este modelo puede ofrecer los beneficios de un mercado más competitivo a los usuarios, algunos analistas consideran que es más adecuado para los consumidores mayores, debido a los costos de transacción existentes, la necesidad de sistemas de información y otros requisitos. La viabilidad de este modelo dependerá del desarrollo institucional de cada país en diferentes aspectos, incluyendo las instancias de resolución de conflictos, protección al consumidor y el sistema financiero.

Gráfico 12.18. Modelo de competencia minorista



Fuente: Hunt, 2002.

12.7.8 ¿Cómo asegurar la sostenibilidad del sistema eléctrico? El modelo de diseño estándar de la FERC[24]

El diseño de mercado estándar propuesto por la FERC (regulador de energía de EE.UU.) busca los siguientes objetivos para asegurar la confiabilidad del sistema electro de un país: (a) promover la operación diaria eficiente del mercado; (b) dar señales adecuadas para los inversionistas y los consumidores; y (c) que los mecanismos planteados en el modelo sean implementados a un costo razonable para la sociedad. El modelo propone lo siguiente:

- Creación de un operador para la red que sea independiente de cualquier participante del mercado que se encargue del despacho y las restricciones de transmisión con el fin de evitar la influencia de los agentes involucrados en el sistema eléctrico.
- Promover un mercado basado principalmente en la firma de contratos a largo plazo como forma predominante de hacer negocios, que permita estabilidad al sistema y reduzca los incentivos a ejercer poder de mercado en el mercado spot.
- Establecer un mercado spot voluntario con precios transparentes. En particular se propone un mercado de un día antes (*day ahead market*) para coordinar el compromiso de las centrales; a su vez, considerar un mercado spot en tiempo real basado en subastas competitivas para manejar los desbalances entre oferta y demanda que se presenten.
- Un planeamiento nacional o regional de la transmisión que incluya guías para la instalación de centrales y líneas de transmisión económicamente eficientes así como programas para fomentar la generación distribuida (autogeneración cuyos excedentes se puedan vender a la red), la respuesta de la demanda

[24] Ver Dammert, García & Molinelli, 2010, pp. 278-280.

a los precios del mercado spot, y mejoras en el manejo en tiempo real de la red. Ello asegurará el abastecimiento eficiente de electricidad a lo largo del territorio.

- Señales de precios locales que valoren las restricciones en transmisión, tanto para inversiones en generación y transmisión.
- Derechos de transmisión comercializables que permitan comprar capacidad de transmisión a los generadores y consumidores que más los necesiten.
- Medidas destinadas a reducir el poder de mercado de las empresas de electricidad.
- Medidas para asegurar reservas adecuadas de generación eléctrica.

12.8 Aspectos medioambientales

12.8.1 Impacto en el medio ambiente

Ni las energías renovables ni la fisión nuclear generan CO_2 y otros contaminantes como sucede con la generación térmica a partir de carbón e hidrocarburos. El cuadro 12.4 muestra las emisiones de CO_2 de generación a partir de diversas fuentes.

Cuadro 12.4. Emisiones de gases de efecto invernadero expresadas en CO_2

Tipo de generación	Emisiones en gramos equivalentes de CO_2 por KWh
Carbón (técnica convencional)	960 - 1,300
Carbón (técnica avanzada)	800 - 850
Petroleo	690 - 870
Gas Natural (convencional - ciclo combinado)	460 - 1,230
Nuclear	9 - 100
Fotovoltaica	30 - 150
Hidroeléctrica	2 - 410
Eólica	11 - 75

Fuente: Lozano, 2009.

Respecto a otros contaminantes, el carbón produce además SO_2, NO_2 y cenizas.

12.9 Comentarios finales

En este capítulo se han descrito los temas principales en la economía y las necesidades de regulación del sector eléctrico, los cuales están asociados con aspectos tecnológicos. Se puede apreciar que la organización y regulación del sector eléctrico son temas que vienen evolucionando a lo largo del tiempo y reúnen experiencias anteriores, a la vez que consideran la sostenibilidad del sector, los impactos medioambientales y la incorporación de nuevas tecnologías de acuerdo con su desarrollo y estabilidad en el manejo de las redes. Entre estas últimas vale la pena considerar la reducción de costos de las energías renovables a través de mejoras tecnológicas, las mejoras en seguridad de la energía nuclear y el desarrollo de redes y ciudades inteligentes para optimizar el uso de electricidad.

Parte III
Nuevas fuentes de energía y política energética

Capítulo 13
Las nuevas tecnologías

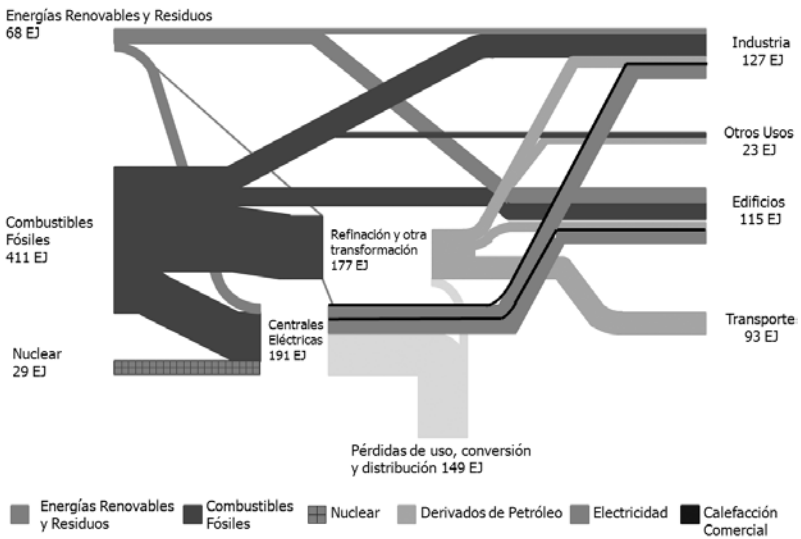
13.1 Impacto del desarrollo tecnológico

El impacto del desarrollo tecnológico se puede evaluar de acuerdo con diversos objetivos. Este puede aumentar la eficiencia de una actividad, como en el caso de una generadora eléctrica que produzca mayor cantidad de electricidad con la misma cantidad de gas natural. Asimismo, puede ofrecer una nueva forma de producir energía, como la energía de fusión nuclear que se podría desarrollar en el futuro; o reducir el impacto ambiental como las energías renovables versus aquellas que utilizan combustibles fósiles. También existen otros tipos de desarrollo tecnológico, como las mejoras en el transporte de gas natural, la posibilidad de almacenar electricidad a costos competitivos o lograr mayor eficiencia en el uso final de energía como en la construcción de edificios inteligentes. Estos temas se cubrirán en este capítulo a nivel de fuentes de energía, generación, transporte, distribución y almacenamiento de electricidad y servicios finales.

13.2 Sistemas energéticos

Para analizar los desarrollos tecnológicos en el sector energía, es conveniente primero tener en cuenta las fuentes y usos de energía, así como las interfases entre estos. Estas son:

Gráfico 13.1. Flujo global de energía en el mundo, 2009



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

- Recursos energéticos: recursos hídricos, hidrocarburos, carbón, energía nuclear, energías renovables y otros.
- Conversión y distribución: generación de electricidad, generación de calor, refinación de hidrocarburos, transporte por ductos o vehículos, y líneas de transmisión y distribución eléctrica.
- Servicios de energía: transporte, calefacción, refrigeración, iluminación, operación de equipos y procesos industriales.

En el gráfico 13.1 se puede apreciar que la participación de las fuentes de energía en 2009 a nivel mundial fue: 13% el conjunto de energías renovables, 81% los combustibles fósiles (27% carbón, 21% gas natural y 33% petróleo) y 6% la energía nuclear. Respecto a conversión y distribución, la electricidad representa un 35% de la energía transformada; la refinación de petróleo y gas, otro 35%; y los usos propios más pérdidas, un 29%. En cuanto al uso de energía, la participación fue: industria y minería, 36%; edificios, incluyendo viviendas, 32%; transporte, 26%; y otros usos, 6%. Estos porcentajes son un indicador importante para determinar la importancia relativa del desarrollo tecnológico en estas actividades.

13.3 Mejoras en la generación de electricidad a partir de carbón

En 2009, el 67% de la electricidad producida en el mundo era de combustibles fósiles, de los cuales un 42% provino del carbón. Por otra parte, las generadoras eléctricas a partir de carbón fueron responsables del 73% de las emisiones de CO_2 del sector. Por ello, un tema muy importante a nivel internacional son las mejoras en las generadoras eléctricas a carbón. Las generadoras tradicionales utilizan la combustión del carbón para producir vapor de agua debajo de la presión crítica del agua a 570 grados centígrados y 22.1 megapascales (MPa de presión) —bajo estas condiciones parte del agua se mantiene líquida—, logrando una eficiencia del orden de 38%. Actualmente, para las nuevas generadoras a carbón se están utilizando tecnologías supercríticas (mayor temperatura) que consisten en evaporar toda el agua hasta alcanzar una eficiencia de 42%. En ese sentido, se está experimentando con tecnología avanzada supercrítica que requiere materiales que soporten temperaturas de 700 grados centígrados y presiones superiores a 30 MPa, con lo cual se lograría alcanzar una eficiencia de 50% o más. Ello permitiría que, en vez de consumir 379 gramos de carbón

por kWh, se consumieran solamente 288 gramos de carbón por kWh, con un ahorro de carbón de casi 25%. Un segundo avance tecnológico —la captura y almacenamiento de CO_2 para eliminar emisiones— será aplicable no solo a la generación eléctrica sino a cualquier proceso que esté acompañado por emisiones de CO_2. Este tema se tratará en la siguiente sección.

13.4 Captura y almacenamiento de carbón (*carbon capture and storage* o CCS)

Como se indicó en la sección anterior, el CO_2 producido en la generación eléctrica a partir de carbón —pero también en los otros procesos energéticos: generadores a petróleo y gas natural y refinerías; así como en procesos no energéticos, como en la fabricación de acero)—se puede capturar para su almacenamiento posterior. La absorción del CO_2 se logra más eficientemente haciendo atravesar este gas por un equipo con un solvente que lo atrapa. A continuación, el CO_2 se libera de la solución por medio de calor y luego es presurizado para su transporte y almacenamiento. Un problema de este proceso es el costo de almacenamiento pues se requieren formaciones geológicas porosas de gran capacidad que permitan almacenar los grandes volúmenes generados. Otro obstáculo con el proceso es que los costos de los procesos energéticos aumentan considerablemente. Por ejemplo, en el caso de generación eléctrica a partir de carbón, estos costos podrían incrementarse en más de 64% con el almacenamiento de CO_2 (IEA, 2012a, p. 344) con la tecnología actual. A pesar de estas dificultades, algunos países están realizando esfuerzos para promover el desarrollo de esta tecnología y abaratar costos con el fin de reducir las emisiones a la atmósfera de CO_2. Estos incluyen el otorgamiento de permisos para explorar depósitos potenciales para almacenar CO_2, provisión de financiamiento para el desarrollo de proyectos piloto y la implementación de marcos regulatorios con penalidades o límites en las emisiones de CO_2 por cada proyecto.

13.5 Nuevas fuentes de gas natural

El gas natural tiene ventajas sobre otros combustibles por su abundancia, costos competitivos, facilidad de utilización —sobre todo en generación eléctrica— y menor contaminación que el carbón —las emisiones de CO_2 en las generadoras a carbón más eficientes son 740g CO_2/kWh versus 400g CO_2/kWh en las generadoras a gas de ciclo combinado—.

En la implementación de políticas para promover el desarrollo del gas natural se deben considerar los siguientes factores:

a) Los costos de utilizar gas natural para producir electricidad y de utilizarlo como combustible en el transporte son competitivos respecto a otros insumos energéticos.

b) El impacto del gas natural en el calentamiento global es casi la mitad que el de utilizar carbón, por ejemplo, en generación eléctrica; sin embargo, existen otros insumos energéticos con menor o cero impacto (recursos hídricos, energía nuclear, energía solar y eólica).

c) El gas de esquisto y otros métodos no tradicionales de extracción permitirán reducir la dependencia por parte de los países industriales respecto a los países productores tradicionales, aunque existen serias preocupaciones por el impacto en el medio ambiente.

Los principales desarrollos tecnológicos del gas natural son la explotación de recursos no convencionales de gas, como el gas de esquisto (*shale gas*), y los gases de metano. El gas de esquisto es el principal de estos, pues en 2009 representó el 58% de la producción de gas natural en EE.UU. y 13% a nivel mundial. El volumen de reservas recuperables de gas natural en dicho país es de 750 trillones de metros cúbicos, 420 trillones de metros cúbicos de gas convencional y 330 trillones de metros cúbicos de gas no convencional, lo cual es suficiente para

200 años de consumo. A nivel internacional, un aspecto importante del gas no convencional es que permitirá reducir la dependencia de importaciones por parte de EE.UU., Europa Occidental y Asia.

Cuadro 13.1. Reservas recuperables del gas natural por tipo y región (tmc)

	Total gas natural		Gas natural no convencional por tipo		
	Convencional	No convencional	Gas compacto	Gas de esquisto	Gas metano de carbón
Europa y Eurasia	131.1	42.7	10.0	12.3	20.3
Medio Oriente	124.8	11.8	8.0	3.8	0.0
Asia-Pacífico	35.2	92.6	19.9	57.0	15.7
OECD América	44.9	77.3	12.8	55.8	8.8
América Latina	23.1	48.1	14.7	33.4	0.0
África	37.1	37.3	7.4	29.8	0.1
OECD Europa	23.9	21.5	3.4	16.4	1.7
Total mundial	420.3	331.3	76.2	208.5	46.6

Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

Sin embargo, como se ha indicado, existe una gran preocupación por el impacto ambiental en la extracción del gas natural no convencional. Ello se debe a que, dado que el gas de esquisto se encuentra en depósitos con baja permeabilidad y baja porosidad, se requieren más pozos, el uso extensivo de perforación horizontal y algún tipo de estimulación para inducir el flujo, lo cual significa ruptura de las rocas y la utilización de grandes cantidades de agua con aditivos químicos y partículas sólidas propulsoras. Esto lleva a la preocupación pública tanto por la afectación de tierras, el uso de grandes cantidades de agua y la contaminación ambiental del agua, tierra y aire. Por ello, en Francia, el Reino Unido y Bulgaria se han prohibido las prácticas de fracturación (IEA, 2012a, p. 307). En países donde se permite la extracción, las empresas productoras de gas de esquisto

deben poseer un plan de manejo de agua que incluye fuentes de agua, tratamiento y reciclaje, y prevención de contaminación del agua del subsuelo. Se esperan mayores avances tecnológicos en recuperación del gas —actualmente de un promedio de 20%— y mejoras en perforación y evaluación de yacimientos.

13.6 Los biocombustibles

En la actualidad, los derivados de petróleo (gasolina y diésel) representan el 97 % de los combustibles utilizados en el transporte. La estrategia para la diversificación energética en el sector incluye la sustitución de dichos combustible por gas licuado de petróleo, gas natural, electricidad y biocombustibles. El uso de biocombustibles es promovido en algunos países, ya que los cultivos utilizados para producirlo capturan CO_2 durante su crecimiento, y además su combustión en algunos casos es más limpia aunque en el caso del biodiésel su efecto es mezclado (ver más abajo). Considerando que los vehículos de transporte utilizan dos tipos de combustible —gasolina y diésel— según sus motores, se han desarrollado dos tipos de combustibles de origen agrícola (biocombustibles): el bioetanol y el biodiésel.

El bioetanol sustituye a la gasolina mezclada con esta en pequeñas proporciones (hasta un 10%) o en forma total, requiriendo este último modificaciones a los motores. Las materias primas para producir bioetanol son principalmente productos agrícolas alimenticios como azúcar, cereales y semillas oleaginosas. Los principales países productores de bioetanol son Brasil, a partir de la caña de azúcar, y EE.UU. a partir del maíz, aunque la Comunidad Europea también está desarrollando una industria importante de bioetanol en respuesta a las restricciones a la emisión de CO_2 bajo el protocolo de Kioto. La producción de bioetanol requiere de dos etapas: la obtención de aceites por medio del prensado de las semillas oleaginosas, y la transformación química del aceite obtenido por medio de un proceso de transesterificación.

La principal preocupación con la producción de bioetanol es que esta se realiza a partir de cultivos alimenticios por lo que puede impactar en un aumento del precio de los mismos, por lo cual se están desarrollando tecnologías que utilizan recursos agrícolas o forestales que no requieren el uso de tierras de cultivos alimenticios. Existe también el problema de que en muchos casos la producción de bioetanol es más costosa que la de la gasolina, para lo cual tanto Estados Unidos como la Comunidad Europea han implementado programas de promoción a su producción incluyendo la obligación de un contenido mínimo de bioetanol en la gasolina y créditos fiscales a la producción.

El biodiésel es un combustible renovable derivado de aceites o grasa de origen vegetal o animal que puede sustituir totalmente al diésel en los vehículos que emplean este combustible. Las principales materias primas utilizadas son la palma aceitera, la semilla de algodón, la colza y la semilla de girasol. Los principales productores de biodiésel a nivel mundial (datos de 2005) son: Alemania (1920 millones de litros, Francia 511 millones de litros), Estados Unidos (290 millones de litros), Italia 227 millones de litros), y Austria (83 millones de litros) (ver Biodiésel en el Perú, p. 63). Al igual que en la producción de bioetanol, la producción de biodiésel requiere la esterificación del aceite con etanol o metanol para producir, siendo esta parte del proceso la más costosa. El reemplazo del diésel por biodiésel, según la Environmental Protection Agency (EPA), reduce las emisiones vehiculares de monóxido de carbono y óxidos de azufre, que son contaminantes peligrosos en un 47%. Sin embargo, esto es contrarrestado en parte por el efecto negativo del uso de fertilizantes en los cultivos y la emisión de óxidos de nitrógeno que se incrementa en un 10% con respecto al diésel.

Según la International Energy Agency (IEA 2012a), el desarrollo de los biocombustibles para su promoción requiere apoyo gubernamental para continuar su investigación y desarrollo, que los haga más eficientes y que conlleve a reducciones considerables en la contaminación y efecto invernadero, comparadas con los combustibles fósiles. Esto debe estar

acompañado por políticas e incentivos que promuevan los biocombustibles más eficientes lo que incluye la sostenibilidad en el manejo de los recursos agrícolas acompañada por certificaciones internacionales que confirmen estas prácticas.

En conclusión, las características que deben cumplir los cultivos dedicados a fines energéticos son:

1. Altos niveles de productividad con bajos costos de producción.
2. No contribuir a la degradación del medio ambiente en el proceso de cultivo.
3. Fomentar el cultivo de las materias primas en tierras marginales.
4. Posibilidad de recuperar las tierras dedicadas al cultivo de materias primas para biocombustibles para el desarrollo de cultivos con fines alimenticios.

13.7 El futuro de la energía nuclear

Los problemas con los generadores de fisión nuclear conducen a la necesidad de un mayor desarrollo de técnicas para mejoras en la seguridad y el manejo de desechos radiactivos. Esta situación se ha agudizado, pues algunos países, después del tsunami de Japón que dañó la planta de Fukushima, han comenzado a desmontar sus generadores nucleares, principalmente Bélgica, Alemania y Suiza. Algunos países han decidido reducir sus inversiones en plantas nucleares. Otros, por el contrario, aún planean invertir en instalar sus primeras plantas de energía nuclear, tales como Indonesia, Tailandia, Malasia y Filipinas. Un problema de esta tecnología es que los costos de los nuevos generadores, debido a las nuevas medidas de seguridad, están en el rango de US$ 3.9 millones/MW a US$ 5.9 millones/MW, comparados con costos de hidroeléctricas de entre US$ 2 millones/MW a US$ 2.5 millones/MW. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el factor de planta de una hidroeléctrica, cuyo costo es de US$ 2 millones/MW a US$ 3 millones/MW, está entre 60

y 80% por la variabilidad del caudal de agua y que el potencial de nuevas hidroeléctricas en países industriales es reducido. Actualmente se están desarrollando nuevas medidas de seguridad. Los nuevos diseños llamados PIUS (*Process Inherent Ultimate Safety*) colocan al reactor nuclear en un tanque de agua borada, la cual absorbe neutrones, de modo que, con cualquier pérdida de refrigerante o presión, la reacción en cadena se detiene automáticamente. Respecto al manejo de desechos radiactivos, además de las medidas actuales (ver capítulo 11), hay varios experimentos en marcha para transmutar los residuos radioactivos en isótopos que sean estables, con lo cual se eliminaría o reduciría su radioactividad. No obstante, estos experimentos aún no han dado resultados concluyentes dado que un proceso de transmutación es tan complicado y costoso como el de la fisión nuclear.

En cuanto al desarrollo de generadores que operen a partir de fusión nuclear, su entrada en operación no se daría por varias décadas. Como se ha explicado anteriormente (capítulo 11), la fusión nuclear requiere deuterio, que no es radiactivo, y los residuos radiactivos que deja la reacción son de menor volumen y de vida más corta. Otro aspecto favorable es que el deuterio es mucho más abundante que el uranio pues se extrae del agua de mar. Sin embargo, el problema tecnológico que hay que resolver es que para que el deuterio se funda con el tritio (el otro elemento necesario para la reacción) se requieren más de cien millones de grados de temperatura (equivalente a la existente en el interior de las estrellas). Dado que no hay material que resista dicha temperatura, se ha ideado una botella magnética que tiene forma de rosquilla (*tokamak*, de diseño soviético). Después de varias pruebas piloto —una de ellas el JET instalado en Inglaterra—, se ha decidido instalar un reactor experimental (ITER) en Francia, en el cual participarán la UE, Japón, EE.UU., Rusia, China, la India y Corea del Sur. La entrada en operación del ITER está prevista para 2017 y podría llevar a la producción comercial de electricidad a partir de fusión atómica diez años después, sujeta a los resultados que ofrecerá el ITER durante

la etapa de experimentación. Cuando se logre el desarrollo comercial de la electricidad a partir de fusión nuclear se podrá contar con una fuente ilimitada de electricidad, aunque aún está por verse para cuándo.

13.8 El rol de las energías renovables no convencionales en la generación de electricidad

Las energías renovables no convencionales —solar, eólica, biomasa, geotérmica y mareomotriz— están siendo promovidas por la comunidad internacional debido a que su utilización permite reducir la emisión de CO_2, con lo cual pueden cumplir con sus metas para reducir el impacto, que tiene el uso de energía, en incrementar el calentamiento global. El uso de estas energías ha progresado considerablemente pasando de 250 Twh a más de 600 Twh en los últimos 5 años (2005 a 2010). Sin embargo, a la fecha su participación en la producción mundial de electricidad es de alrededor de 3%.

Se pueden definir las energías renovables como las energías que se obtienen de fuentes naturales que sean capaces de regenerarse por medios naturales. Además de la energía hidráulica que se considera convencional las demás energías renovables se consideran no convencionales, incluyendo:

- Energía eólica
- Energía solar
- Energía de biomasa
- Energía geotérmica y
- Energía mareomotriz

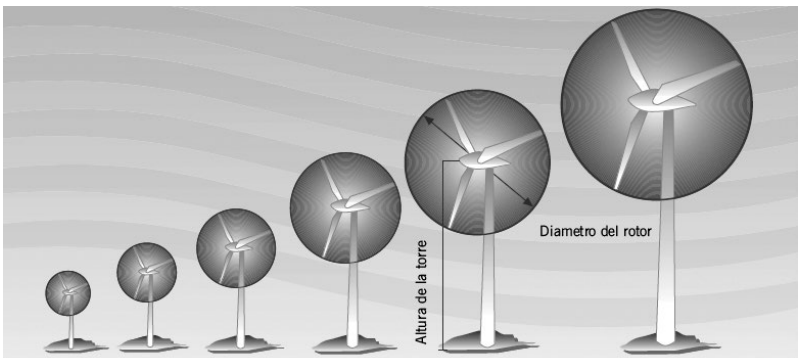
De estas, las energías no contaminantes son todas las listadas excepto las de biomasa.

Energía eólica. Es la energía cinética generada por las corrientes de aire. La industria de energía eólica moderna se inició en 1979 con la producción de turbinas de 20 a 30 kW. Desde entonces, la capacidad

de las turbinas ha aumentado de manera sustancial. Los aerogeneradores actuales son tripala lo cual produce un mayor rendimiento que con otras opciones de diseño. Actualmente las hélices de los aerogeneradores llegan a una capacidad de 5000 kW cada una con diámetros del rotor de 60 metros y altura de la torre que las soporta de unos 120 metros (ver gráfico 13.2). Los aerogeneradores se instalan agrupados en parques eólicos para aprovechar las posibilidades energéticas de la zona, reducir costos, y evacuar la energía desde un solo punto.

Las ventajas de la energía eólica son que no produce emisiones que afecten al medio ambiente y que pueden instalarse en espacios compatibles con otros usos. Las desventajas de la energía eólica son la variabilidad en la producción que requiere la instalación de generadores de reserva que entren a producir cuando se interrumpe la producción de energía eólica y la necesidad de equipos que reaccionen de inmediato a las caídas de tensión que den señales para la entrada inmediata de otras fuentes de generación eléctrica.

Gráfico 13.2. Evolución de los tamaños y potencia de los aerogeneradores



	1980	1985	1990	1995	2000	2005
potencia nominal:	30 kW	80 kW	250 kW	600 kW	1,500 kW	5,000 kW
diámetro del rotor:	15 m	20 m	30 m	46 m	70 m	115 m
altura de la torre:	30 m	40 m	50 m	78 m	100 m	120 m
producción anual:	35,000 kWh	95,000 kWh	400,000 kWh	1,250,000 kWh	3,500,000 kWh	aprox. 17,000,000 kWh

Fuente: Asociación Federal de Energía Eólica (BWE), Alemania.

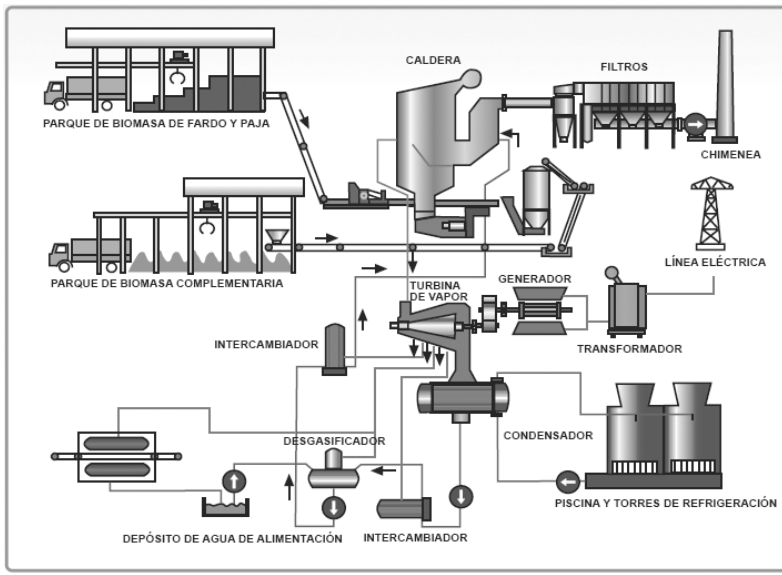
Energía solar. Es la energía obtenida mediante la captación de la luz y del calor emitidos por el Sol. Existen dos tipos de producción d energía solar: fotovoltaica y termoeléctrica. La primera es la que se utiliza para la producción de electricidad mediante placas de semiconductores de compuestos de silicio que se alteran químicamente con la radiación solar emitiendo una corriente eléctrica.

Las ventajas de la energía solar fotovoltaica son que esta proviene de una fuente inagotable y que no genera contaminantes. Asimismo, es apropiada para zonas lejanas a la red eléctrica pudiendo representar una fuente de electricidad para poblaciones aisladas. Las desventajas de la energía solar son que se requieren grandes extensiones de terreno para colocar los paneles solares y la falta de continuidad del suministro que para complementarlo requiere de generadores de reserva al igual que la generación eólica o de baterías para almacenar energía las cuales elevan sustancialmente el costo de generar electricidad. Sin embargo, para áreas rurales se pueden instalar pequeñas baterías que permitan abastecer a las viviendas durante algunas horas en la noche.

Energía de biomasa. La biomasa es el conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal, o procedente de la transformación de esta. La energía de la biomasa se obtiene a través de la quema directa de estas materias o de su procesamiento para obtener biogás, que luego es utilizado para la generación de electricidad o de biocombustibles (ver sección más abajo en este último caso). La producción de biogás se realiza a través del procesamiento de: residuos del sector ganadero, residuos agrícolas, y biogás de rellenos sanitarios entre otros. Para el Protocolo de Kioto, la biomasa tiene un factor de emisión de dióxido de carbono igual a cero, pues la cantidad emitida durante su combustión es equilibrada mediante la absorción de bióxido de carbono por las plantas durante su crecimiento.

El siguiente gráfico muestra un esquema de combustión de biomasa para la generación de energía eléctrica.

Gráfico 13.3. Esquema simple de combustión de biomasa sólida para generación de energía eléctrica



Fuente: Directorio de Energías Renovables y Sostenibles, de la pág. http://www.dersa.es/

El Futuro de las Energías Renovables no Convencionales en la Producción de Electricidad

Un problema respecto a estas tecnologías es su mayor costo respecto a las energías convencionales. Sin embargo, a la fecha se ha tenido un cierto progreso en su desarrollo. Tanto la producción de energía solar fotovoltaica como la producción de energía eólica han crecido sustancialmente en la última década con tasa anuales de 40% y 27% respectivamente. Esto se debe a las mejoras en tecnología que han permitido reducciones en costos de inversión de US$ 6 millones/MW a US$ 4.9 millones/MW para energía solar fotovoltaica (paneles en viviendas) y de US$ 2.5 millones/MW a US$ 1.8 millones/MW para energía eólica. Con el progreso tecnológico para este tipo de energía

—materiales más eficientes en el caso de paneles solares y mayores palas y mejores mecanismos en el caso de energía eólica—, la IEA pronostica que estos costos bajarán a un promedio de US$ 2 millones/MW para energía fotovoltaica y a hasta US$ 1.6 millones/MW para energía eólica en los próximos veinte años.

En cuanto a la energía eólica marítima y energía geotérmica, se requiere invertir en investigación y desarrollo para hacerlas más eficientes. El desarrollo de generación eléctrica a partir de biomasa (residuos agrícolas y residuos sólidos o basura), la cual tiene beneficios no solo en reducción de CO_2, sino de la contaminación ambiental en vertederos y ríos sobre todo en países pobres, depende no solo de desarrollo tecnológico sino organizacional, que incluye la recolección de residuos y la implementación de modelos de negocio en las municipalidades.

A nivel internacional, se pueden distinguir diferentes formas de promover las energías renovables. Una primera es el uso de mecanismos en los que se transan certificados de reducción de emisiones, que pueden servir para incrementar los ingresos de operaciones con estas tecnologías y hacerlas competitivas. Un segundo mecanismo consiste en la asignación de cuotas para estas tecnologías como parte de la demanda (*renewable portfolio standard*, RPS) y el tercero es el uso del mecanismo de *Feed in Tariff* (FIT), que consiste en fijar un precio máximo al cual son reconocidas todas las inversiones en tecnologías renovables. Comparando estos tres mecanismos, Schmalensee (2012) indica que a nivel mundial el enfoque FIT es más popular que el enfoque de RPS, porque elimina el riesgo de los inversionistas.

13.8.1 Hidrógeno

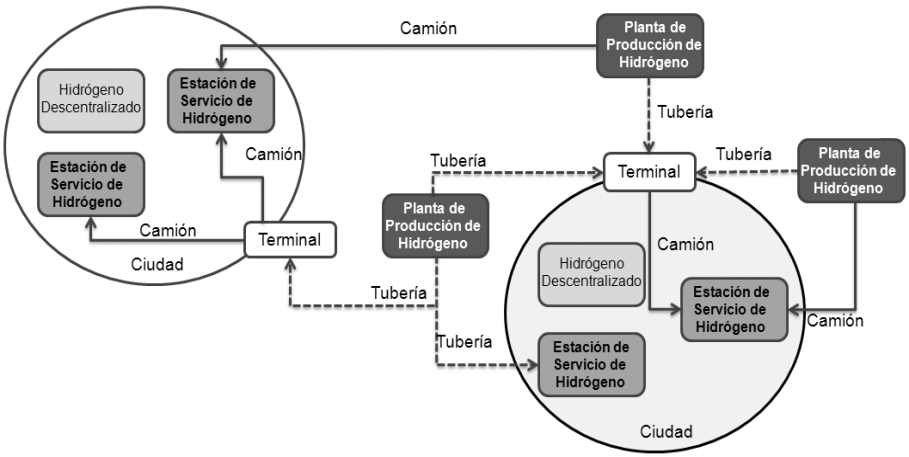
El hidrógeno es una alternativa a otros combustibles y tiene la ventaja de que no produce CO_2. Su uso potencial, según el IEA, es:

- Transporte: como combustible para vehículos con celdas a combustible (uso de hidrógeno para producir electricidad).

- Refinación de petróleo e industria química: como materia prima para la refinación de petróleo (uso de hidrógeno para producir moléculas de hidrocarburos con mayor contenido de hidrógeno) y para la industria química.
- Edificios: en la cogeneración eléctrica para transformar calor en electricidad.
- Almacenamiento de electricidad: en forma de hidrógeno, producto de electrólisis (producción de hidrógeno con electricidad que se almacena y se usa cuando sea necesario para producir electricidad).

La tecnología del hidrógeno requerirá pensar en su producción, transporte y distribución. El gráfico 13.4 muestra un esquema que involucra la generación, transporte por camiones y ductos, y distribución en estaciones de hidrógeno.

Gráfico 13.4. Diseños de generación de hidrógeno y su transporte



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

El hidrógeno es producido a partir de recursos fósiles. Casi la mitad es extraído del gas natural por reacción con vapor y un convertidor catalítico. Un segundo proceso, aun costoso, es la electrólisis del agua para descomponerla en hidrógeno y oxígeno. El principal problema en la producción de hidrógeno es la necesidad de reducir costos para que sea competitivo con otras fuentes de energía. En cuanto a su transporte, el medio más económico es por ductos. A la fecha existe una infraestructura de ductos para transporte de hidrógeno que se utiliza para la industria en Europa y EE.UU.; pero incluso en dichos casos se necesitaría un gran desarrollo de nuevos ductos para sus usos en el sistema energético, incluyendo sistemas de compresión y licuefacción para reducir costos, medidas de seguridad y sistemas de almacenamiento en gran escala. Si bien la producción, transporte y distribución son aspectos que demandan mayor desarrollo, sobre todo para reducir costos, el tema principal es la investigación necesaria para la utilización del hidrógeno en sus diferentes aplicaciones potenciales. Su utilización más importante —ya se emplea en algunos vehículos de forma experimental— es en celdas de combustible para vehículos y edificios.

Las celdas funcionan como sigue: cuando se introduce el hidrógeno por el lado del ánodo de la celda se produce una reacción química que rompe el átomo de hidrógeno en un protón y un electrón. Los electrones liberados salen a través de la celda en forma de corriente eléctrica directa (Rifkin, 2007, p. 291).

Los principales avances a la fecha son:

a) *Vehículos con celdas o pilas de combustible (hidrógeno).* Diversos productores de automóviles consideran que pueden producir celdas de combustible (motores) a unos US$ 25 000 por vehículo y que este costo, con mayor investigación y desarrollo, puede reducirse a US$ 8000 por vehículo. El Departamento de Energía de EE.UU. estima que estos costos pueden reducirse con el tiempo a US$ 4000 por vehículo, suma competitiva con el valor de los motores a gasolina.

b) *Edificios.* Las celdas de combustible pueden utilizarse para generar calor y electricidad. Para que estas sean sostenibles es necesario que la energía no consumida por los edificios sirva para suplir de electricidad a la red eléctrica del país o región, para lo cual se requiere un sistema de redes inteligentes. El principal problema en la actualidad es que se requieren esfuerzos de investigación e implementación para aumentar la vida de las celdas de 20 000 horas a 40 000 o hasta 80 000 horas a través de mejoras en el diseño, desarrollo de materiales resistentes a alta temperatura, catalizadores y membranas.

13.9 Almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía eléctrica es importante para asegurar su abastecimiento en periodos de baja producción. En la actualidad existen métodos y facilidades limitadas. Estas son, por ejemplo, el uso de represas para reducir la variabilidad del caudal de un río, uso de baterías para acumular energía de paneles solares en áreas aisladas o la utilización de energías renovables para producir hidrógeno mediante electrólisis, que se almacenaría para ser usado en la producción de electricidad cuando esta sea necesario.

El principal problema es que el costo de almacenamiento en la mayoría de casos es superior a aquel de invertir en capacidad adicional para producir electricidad. Sin embargo, en el caso de energías renovables no convencionales, si se quiere incrementar su penetración en el sistema eléctrico por encima de un 30-40%, estas no serían competitivas con otras tecnologías si no se pudieran almacenar. Actualmente se está realizando investigación e implementación en el tema de almacenamiento de electricidad, sin resultados concluyentes.

13.10 Las redes inteligentes

Las redes inteligentes o *smart grids* consisten en sistemas de soluciones tecnológicas orientadas a optimizar el funcionamiento del sistema eléctrico bajo un concepto que va más allá del funcionamiento técnico. Asimismo, abarcan temas relacionados con las tecnologías de información para administrar la generación, transmisión, distribución y distintos usos de la energía eléctrica.

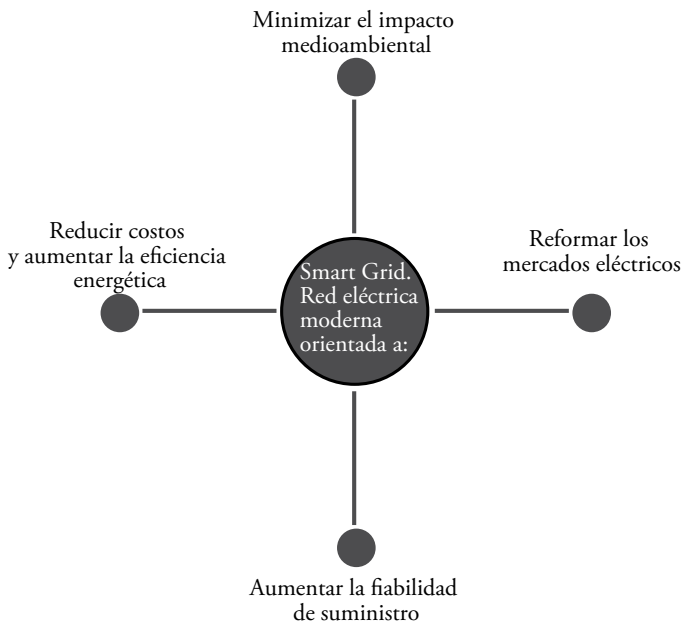
Los sistemas eléctricos de los países pierden o no aprovechan adecuadamente hasta un 20% de la electricidad que proveen. En ese contexto, las redes inteligentes son microordenadores conectados a dispositivos a lo largo de la red eléctrica, que llegan hasta los consumidores domésticos y las empresas. Estos tienen la capacidad de actuar sobre dispositivos eléctricos (iluminación, lavadoras, refrigeradoras, sistemas de aire acondicionado, etcétera) para hacerlos entrar o salir de operación. De igual manera, reemplazan a las lecturas manuales de los medidores y pueden registrar la energía consumida a control remoto. También con las nuevas fuentes de energías renovables (solar, viento, etcétera), las redes eléctricas dejarían de ser unidireccionales —pues, por ejemplo, un edificio puede tener paneles solares y vender la electricidad que no necesita— y podrían proveer de electricidad a la red, para lo cual se requiere la administración a través de una red inteligente.

Para que un sistema de redes inteligentes pueda funcionar eficazmente se requiere el apoyo del Estado, de las empresas y de los consumidores. El Estado debe facilitar su implementación a través de normativa y regulación adecuada, las empresas deben realizar las inversiones necesarias para su instalación y funcionamiento, y los consumidores deben adquirir los conocimientos necesarios para utilizarlas eficazmente. Por ejemplo, para que el sistema funcione, el Estado debe normar la entrega de electricidad a la red por parte de un edificio con excedente de electricidad de sus paneles solares, las empresas del sector eléctrico deben instalar las redes inteligentes y los consumidores deben

adquirir los equipos terminales y adaptar sus instalaciones para que sean compatibles con las necesidades de las redes inteligentes.

El resultado de un sistema de redes inteligentes es un menor costo para el consumidor —que administrará su electricidad para reducir el consumo en horas de punta y aminorar la utilización de sus equipos, lo que redundará en una mayor eficiencia para los operadores del sistema eléctrico— debido a una mayor estabilidad del sistema, mejor administración de la carga y detección de pérdidas de energía; asimismo, el gobierno tendrá la posibilidad de manejar mejor su política de eficiencia y conservación de electricidad.

Gráfico 13.5. Orientación de la Red eléctrica moderna-*smart grid*



Fuente: Indra, 2012.

El cuadro 13.2 presenta las áreas de impacto, así como el equipo necesario para la operación de redes inteligentes en la transmisión y distribución eléctrica:

Cuadro 13.2. Tecnologías *smart grid* o redes inteligentes

Área tecnológica	Equipo	Sistema	Parte de la red
Control y monitoreo general	Unidades de medición de fases y otros equipos sensores	Control y obtención de datos (SCADA), sistemas generales de monitoreo (WAMS), sistemas generales de protección, control y automatización (WAAPCA) y sistemas generales de evaluación (WASA)	Transmisión
Integración de tecnología de información y comunicación	Equipo de comunicación (línea eléctrica, WIMAX, LTE, Red RF, celulares), *routers*, interruptores, interruptores, computadoras (servidores)	Software de planeamiento empresarial, sistemas de información de clientes	Transmisión y distribución
Integración de energías renovables y generación distribuida	Equipo de acondicionamiento para electricidad y soporte de red, hardware de comunicación y control para generación y almacenamiento	Sistemas de gestión de energía (EMS), sistemas de manejo de distribución (DMS), SCADA, sistemas de información geográfica (GIS)	Transmisión y distribución
Mayor eficacia en transmisión	Superconductores, FACTS, HVDC	Análisis de estabilidad de redes, sistemas de recuperación automática	Transmisión

Área tecnológica	Equipo	Sistema	Parte de la red
Distribución y gestión	*Reclosers* automatizados, llaves y capacitadores, generación y almacenamiento distribuidos por control remoto, sensores de transformadores, sensores de cables y alambres	GIS, DMS, sistemas de gestión de interrupciones, sistemas de gestión de la fuerza laboral	Distribución
Infraestructura avanzada de medición inteligente	Medidores inteligentes, paneles de lectura en viviendas, servidores, interruptores	Sistema de gestión de información de medidores (MDMS)	Distribución (y transmisión)
Asignación de costos de transmisión	Infraestructura de asignación de costos, baterías, inversores	Facturación de energía, carga inteligente de red a vehículo y métodos de descarga de vehículo a red	Distribución
Sistemas de gestión por parte de usuarios	Equipos inteligentes, *routers*, paneles de lectura en viviendas, sistemas automáticos en edificios, acumuladores térmicos, termóstatos inteligentes	Paneles de información de energía, sistemas de gestión de energía, aplicaciones energéticas para celulares y iPads inteligentes	Distribución (y transmisión)

Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

13.10.1 Operaciones en desarrollo

Diversas iniciativas de instalación de redes inteligentes se han implementado en el mundo. Una de ellas es el caso de Florida Power and Light en la ciudad de Miami. También se han instalado redes inteligentes en la ciudad de Malta.

General Electric viene implementando redes inteligentes en varias ciudades alrededor del mundo. Estas iniciativas han conseguido mejoras de eficiencia energética de alrededor de 30% en Miami, Ohio y otras ciudades. Actualmente, Chile está interesado en la implantación de una red inteligente para todo el país.

13.11 Ciudades sostenibles

El desarrollo de ciudades sostenibles permitirá un mejor manejo de la provisión de energía y de otros servicios a través de la implementación de un sistema de equipos e instalaciones integrados en redes inteligentes.

Un ejemplo de este desarrollo se está dando en diversas ciudades chinas que, con apoyo de la firma Siemens, están desarrollando planes para construir ciudades sostenibles a través de un sistema que engloba mejoras en el transporte, edificios verdes y sistemas inteligentes de abastecimiento de energía y agua. Las ciudades de la China albergan 675 millones de habitantes, lo que representa el 51% de su población. Estas ciudades producen el 67% de la energía eléctrica y del 60% del agua consumida en el país, por lo que son responsables del 70% de los gases de efecto invernadero de la China.

A continuación se enumeran algunos beneficios en China con la creación de ciudades sostenibles:

a) *Ahorro de energía*: la eficiencia de las generadoras eléctricas a carbón en Shanghái es de 36%. A través de la modernización de las refinerías la eficiencia alcanzará 46%.

b) *Energía renovable*: para 2020 China poseerá una capacidad instalada de energía eólica de 150 000 MW, incluyendo centrales instaladas en el mar con un menor impacto de efecto invernadero.

c) *Sistemas de transmisión con mínimas pérdidas*: la instalación de una línea de corriente directa de alto voltaje de 1400 kilómetros desde la provincia de Yunán permitirá rebajar las pérdidas de electricidad.

d) *Redes inteligentes*: estas permitirán un mejor control del uso de la electricidad a lo largo del día, la utilización de fuentes fluctuantes de energía, la generación distribuida y la integración de vehículos eléctricos que quieran aprovisionarse de electricidad a través de la red.

e) *Administración eficiente del tráfico*: China utilizará sistemas de redes inteligentes para controlar y mejorar la eficiencia del tráfico terrestre y aéreo.

f) *Edificios verdes*: la utilización de sistemas de control y de diseño apropiado de edificios (diseño, materiales, aislamiento, sensores, paneles solares, sistemas de información y otros) permitirá ahorrar hasta el 40% del consumo de energía.

g) *Iluminación*: representa el 50% del consumo de electricidad de un edificio. La utilización de lámparas LED permitirá reducir el 80% del consumo de electricidad en iluminación.

h) *Usos no energéticos de sistemas inteligentes*: tanto el manejo como el tratamiento de agua con controles inteligentes permitirá obtener una mejor calidad del agua y eficiencia en su utilización. Sistemas de información y de flujos de procesos permitirán también mayor eficiencia en servicios hospitalarios. Por su parte, servicios de seguridad en instalaciones comerciales, industriales y residenciales permitirán detectar peligro de accidentes, intrusiones y manejo de sistemas de emergencia.

Otro ejemplo de estas ciudades es el caso de Corea, donde el gobierno, a través de su Ley de Estímulo de Redes Inteligentes promulgada en 2011, está abordando las barreras de mercado y alentando el desarrollo

de este mercado. Asimismo, está proporcionando apoyo legislativo para la planificación a mediano y largo plazo de las redes inteligentes, lo cual incluye los proyectos piloto, de demostración e inversiones comerciales. Además, la ley tiene en cuenta obstáculos potenciales, tales como el uso de la información y protección de datos.

Como se sabe, la reducción de costos producto de las redes inteligentes no necesariamente repercute en los mismos sectores en los que se efectúan las inversiones. Los costos de implementación de medidores inteligentes son pagados por las empresas del sistema de distribución y los clientes, pero su despliegue puede crear beneficios en todo el sistema eléctrico. Por ello, se necesita de la regulación y de las empresas para ayudar a resolver los problemas de barreras a la entrada, que impiden el uso a gran escala de la tecnología de redes inteligentes; con ello se facilitarán las inversiones en redes inteligentes y se dará cabida a los nuevos avances tecnológicos.

Por otro lado, el gobierno de Corea también ha impulsado un régimen de eficiencia energética basada en la Ley de Racionalización de Uso de Energía, además de políticas relacionadas, como la Etiqueta de Eficiencia Energética y el Programa Standard. Además de ello, la aplicación de técnicas acertadas de tres subsectores importantes promueve el ahorro de energía. Estas son: las empresas de electrodomésticos, de transporte y de servicios energéticos.

Respecto a las empresas de electrodomésticos, Corea cuenta con tres estándares y programas de etiquetado para este sector. La Etiqueta de Eficiencia Energética y el Programa Standard (1992) requieren que los productos de alto consumo de energía indiquen su grado de eficiencia energética a la vez que prohíben la producción de aquellos que caigan por debajo de un estándar mínimo (quinto grado). Por otra parte, se tiene el Programa de Certificación de Aparatos de Alta Eficiencia (1996), que son productos que deben cumplir con una serie de normas. Finalmente, está el Programa E-Standby (1999), que utiliza la etiqueta Energy Boy para aparatos que cumplan con las normas de reducción

de la reserva de potencia, principalmente aparatos que sean grandes consumidores de energía en reserva.

En cuanto al sector transporte, Corea fue el quinto mayor productor de vehículos de motor a nivel mundial, principalmente de exportación, en 2011, y en los últimos años su mercado interno se ha desarrollado sustancialmente. Por ello, se espera que el mercado vehicular nacional crezca aún más, lo cual plantea un reto para los fabricantes coreanos, quienes deben satisfacer los requisitos de eficiencia de combustible y las preferencias del consumidor. Teniendo en cuenta que la preferencia del consumidor por autos compactos es solo de 38% frente a un 54% de la UE, un cambio en la percepción del público en favor de vehículos más pequeños y eficientes impulsaría la mejora en la eficiencia de la flota coreana.

13.12 Los vehículos eléctricos

Los vehículos eléctricos responden a tres problemas que ocasiona el transporte vehicular individual: (a) el transporte en las ciudades donde los gases contaminantes afectan la salud, la visibilidad y la limpieza; (b) el efecto invernadero, pues el transporte es el responsable de aproximadamente el 17% de emisiones de CO_2; y (c) las perspectivas de disponibilidad de hidrocarburos y el aumento de su precio. Los vehículos eléctricos tienen la ventaja de que producen cero emisiones y no dependen de los hidrocarburos. Sin embargo, a la fecha los principales problemas con ellos son el precio de los vehículos y la dificultad para recargarlos eficientemente.

Existen dos tipos de vehículos eléctricos. El primero, denominado EV (*Electric Vehicle*), opera solamente con electricidad y es recargado a través de enchufes eléctricos; estos vehículos funcionan con grandes baterías. Sin embargo, en la década de 1990 se desarrollaron las baterías de litio de tamaño más pequeño y de mayor duración que las convencionales. Pero el costo de los EV es de alrededor de US$ 100 000.

Además, tienen el problema de que requieren centros de recarga, lo cual es posible, pero aún no se han desarrollado. Al respecto, existen planes de construir redes de abastecimiento de electricidad para vehículos eléctricos en Dinamarca e Israel.

El segundo tipo de vehículos eléctricos es el híbrido, conocido por las siglas PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle*). Este vehículo funciona de la siguiente manera: conforme se va agotando la batería, arranca un motor de combustión, el cual impulsa el vehículo, recarga la batería o cumple ambas funciones.

Se estima que para 2030, entre el 10% y 32% de las ventas de automóviles serán de EV y PHEV. Para ello es necesario un conjunto de regulaciones, incentivos y subsidios (Yergin, 2011).

13.13 Un modelo de desarrollo tecnológico en el sector energético

Un aspecto intrínseco a la tecnología de un proceso es que esta tiende a mejorar con el tiempo y la experiencia. Wright (1936) analizó los costos de fabricación de aviones y encontró que estos disminuían sistemáticamente como función del número de unidades producidas. La fórmula que refleja este desarrollo es:

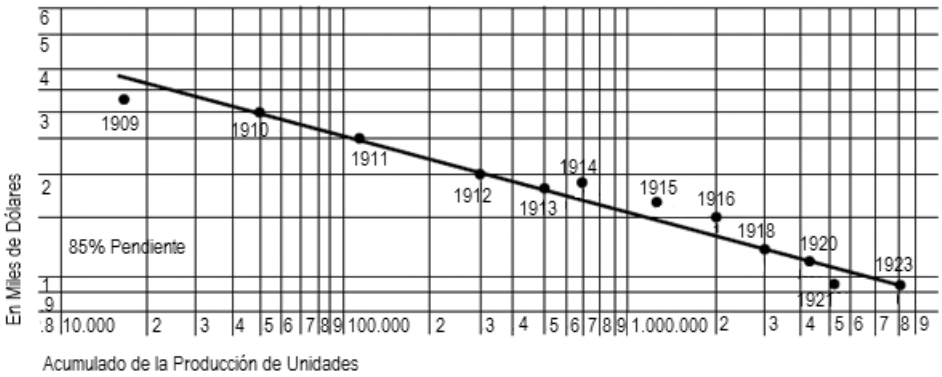
$$c = kn^{-\alpha} \tag{13.1}$$

Donde,
c: costo unitario
n: número acumulado de aviones producidos
k y α: constantes

k determina la escala de cambios y α determina la tasa a la cual ocurren las mejoras. Por ejemplo, Abernathy & Wayne (1974) aplicaron la información para las variaciones de precio del modelo Ford T utilizando la siguiente función:

$$\log_c = -\alpha \log_n + \log_k \tag{13.2}$$

Gráfico 13.6. Precio del modelo T entre 1909 y 1923
(promedio de lista en dólares de 1958)



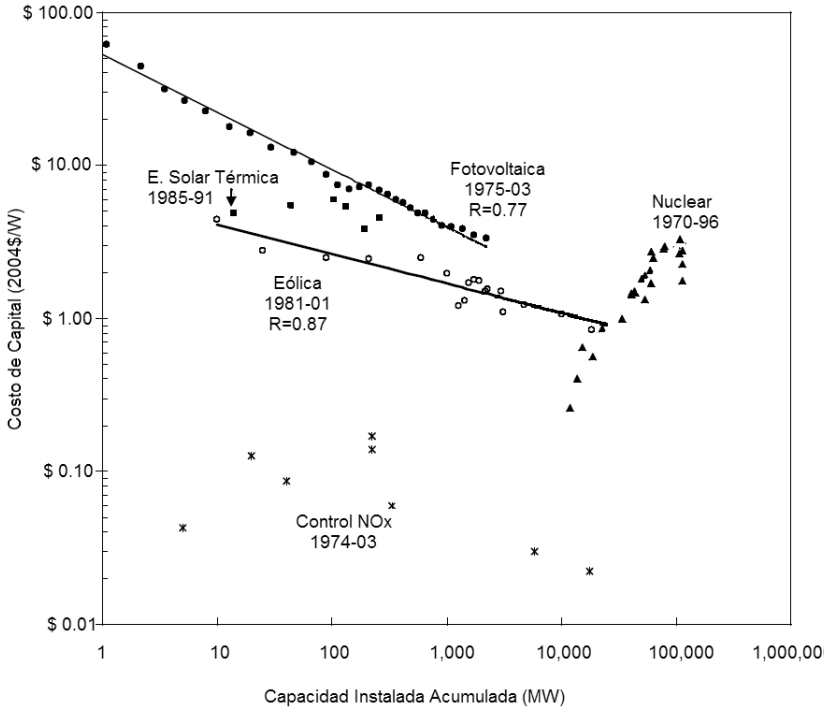
Fuente: Abernathy & Wayne, 1974.

13.13.1 Utilización de las curvas de performance para el sector energía

Las curvas de performance nos pueden dar una idea de las tendencias históricas en las tecnologías energéticas. Indudablemente que ello sirve solo como herramienta, pues intervienen muchos otros factores que se verán más adelante.

El gráfico 13.7 muestra, por ejemplo, una comparación de la evolución en el tiempo de cinco tecnologías de generación de electricidad relacionando el costo de inversión con la capacidad acumulada de cada tecnología. Las tecnologías estudiadas son: energía fotovoltaica, energía solar térmica, energía eólica, energía nuclear y generación a gas natural con control de NO_2 (en este caso el costo es el de sistemas de control de contaminación).

Gráfico 13.7. Costo de capital vs. capacidad acumulada para tecnologías de generación eléctrica



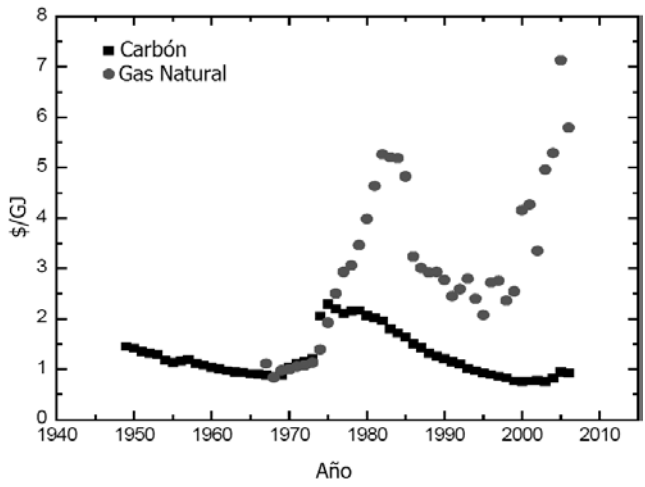
Fuente: Farmer & Trancik, 2009.

Se puede apreciar que de las cuatro tecnologías intensivas en capital (solar de ambos tipos, eólica y nuclear) tres muestran una reducción de costos unitarios en el tiempo con el aumento de capacidad instalada. Estos resultados también se tendrían en el caso de la energía nuclear; pero en esta interviene otro factor, que son las mayores medidas de seguridad, con lo cual no se tiene una reducción de costos sino más bien un aumento.

Las curvas de performance deben incluir la escasez de recursos en el caso de las energías no renovables. Por ejemplo, el costo de los combustibles depende de la mayor dificultad en el tiempo de extraerlos, como de la geografía y la profundidad. El gráfico 13.8 muestra el costo por GJ del gas natural y del carbón. Tres factores influyen en su variación: mejoras tecnológicas en generación eléctrica que reducen costos, mejoras tecnológicas en extracción de recursos que reducen costos, y la transición de explotar recursos de mayor calidad y facilidad de extracción a recursos de menor calidad y menor facilidad de extracción que incrementa los costos.

Se puede apreciar que, con el tiempo, la producción de electricidad con fuentes renovables tenderá a volverse más competitiva respecto a la producción de energía con fuentes no renovables.

Gráfico 13.8. Costo por GJ del gas natural y del carbón en EE.UU. (en 2006)

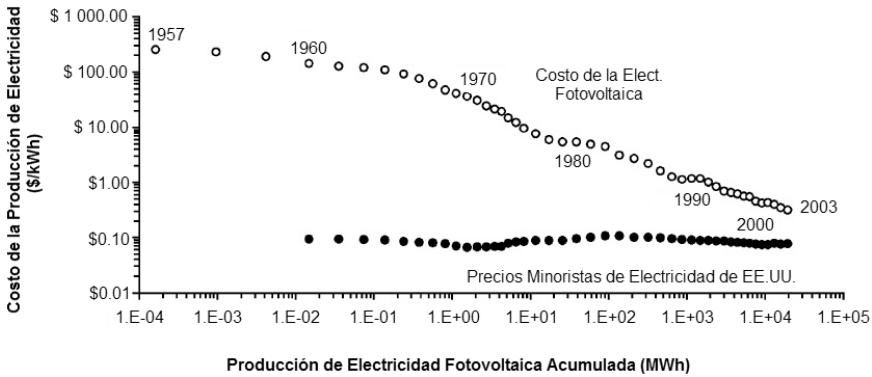


Fuente: Farmer & Trancik, 2009.

13.13.2 Renovables versus no renovables

Las tendencias antes mostradas pueden ser un buen indicador de cuándo las nuevas tecnologías se volverían competitivas. Farmer y Trancik (2009) ilustran este supuesto, comparando la tendencia de costos de electricidad de generación fotovoltaica versus los costos de electricidad al consumidor doméstico en EE.UU. El gráfico 13.9 muestra la comparación de costos hasta 2003 y sugiere que dicho tipo de energía sería competitiva en pocos años.

Gráfico 13.9. Comparación del costo de la electricidad (EE.UU.) y electricidad fotovoltaica



Fuente: Nemet, 2006.

¿Cuáles son los factores que están detrás de estas mejoras en costos?

- Economías de escala, dado que los costos unitarios de una unidad de producción disminuyen conforme aumentan sus dimensiones.
- Aprender con el desarrollo (*learning by doing*), según lo cual la eficiencia de un equipo mejora con la experiencia.

- Aprender con el uso, según lo cual los operadores se vuelven más eficientes con el tiempo.
- Innovación, la cual incluye todos los cambios y mejoras en la maquinaria y equipo.

13.14 Comentarios

El desarrollo tecnológico en energía ofrece perspectivas prometedoras en lo que respecta al aumento de recursos energéticos, su diversificación, la eficiencia en el uso de la energía, la reducción de la contaminación y a la solución de los problemas de seguridad en las centrales nucleares.

Se ha visto que existen grandes posibilidades para asegurar la suficiencia de recursos energéticos. El carbón, uno de los recursos más utilizados para generar energía eléctrica, tiene potencial en la medida en que se aumente la eficiencia en la generación eléctrica y se desarrollen nuevos métodos para la recolección y el almacenamiento de CO_2. El gas de esquisto, junto con el gas obtenido por procedimientos tradicionales, permitirá duplicar el potencial de dicho recurso —utilizado tanto para el transporte como para la generación eléctrica con 200 años de reservas—, además de reducir la dependencia de importaciones por parte de los grandes países consumidores, aunque un tema importante por resolver es el impacto de los métodos de extracción por su afectación a la tierra y el medio ambiente. El futuro de la energía nuclear, sobre todo para la producción de electricidad, otro recurso abundante, depende de la implementación de medidas de seguridad más adecuadas, así como del desarrollo de tecnologías que reduzcan la magnitud de los residuos radioactivos; además, en unas décadas se espera contar con generación eléctrica a partir de la fusión nuclear. Una tecnología que podría ampliar sustancialmente la dotación de recursos energéticos y contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero es la energía a partir del hidrógeno, sobre todo en su utilización en células de combustible para generar electricidad para transporte y edificios.

El desarrollo de redes inteligentes permitirá una mayor eficiencia en el uso de recursos energéticos al reducir costos, facilitar la gestión de las energías renovables, minimizar los cortes de fluido eléctrico, permitir la inyección a la red de electricidad proveniente de generación distribuida y cogeneración, y facilitar la gestión del consumo eléctrico por parte de los usuarios, entre otros beneficios. Los edificios inteligentes son otra forma de lograr una mayor eficiencia en la utilización de energía eléctrica.

Muchas de estas tecnologías, como se ha visto, están en una etapa inicial de implementación, mientras que otras aún requieren mayor desarrollo tecnológico. En la sección anterior se puede apreciar que, en la mayoría de casos, estas podrán ser competitivas en el tiempo tanto por mejoras en el diseño, como por mejores prácticas. A su vez, dados los costos iniciales, es conveniente que los Estados presten apoyo en la implementación de dichas tecnologías tanto a través de la creación de instituciones de investigación, la provisión de recursos financieros a instituciones y empresas, y el establecimiento de marcos regulatorios y promocionales adecuados.

Capítulo 14
Política energética

14.1 Necesidad de una política energética

El abastecimiento de energía requiere grandes inversiones que necesitan de financiamiento adecuado y aceptación social. Para el desarrollo de gran parte de los proyectos en este sector se precisa también un tiempo considerable para su diseño y ejecución. Por ejemplo, la implementación de una central hidroeléctrica necesita, en una primera etapa, los estudios de suelos y de caudales, así como el análisis socioeconómico del área de influencia, incluyendo requerimientos de las comunidades, estudio de impacto ambiental y medidas para eliminar o reducir los efectos negativos. Esta primera etapa, incluyendo la obtención de la licencia social y de los permisos gubernamentales, requiere no menos de dos años. En una segunda etapa, es preciso un estudio de factibilidad que tome en cuenta los resultados de la primera etapa. La tercera etapa, por su parte, incluye la obtención del financiamiento que necesita la presentación del modelo económico financiero y otras acciones.

Estas tres etapas juntas pueden tomar tres o cuatro años antes de iniciar las preparaciones para la implementación del proyecto. Por eso, si bien algunos técnicos indican que el desarrollo de un proyecto de este tipo toma de tres a cinco años, no están incluyendo las etapas

de preparación que añaden por lo menos tres años. Iguales conclusiones se pueden tener cuando se analiza la construcción de un ducto de gas que cubra cientos de kilómetros de un país. Es necesario, pues, un análisis geotécnico del terreno, el plan de contención de impacto ambiental, la licencia social de las comunidades, el estudio de mercado, y el modelo regulatorio antes de determinar su viabilidad, obtener el financiamiento y ejecutar el proyecto. Temas similares se deben considerar en la exploración y explotación de yacimientos petrolíferos y gasíferos.

En resumen, la construcción de una planta hidroeléctrica o de un gasoducto de un costo de US$ 800 millones o más requiere:

Estudios preliminares, licencia social, permisos	1-2 años
Estudio de prefactibilidad	1-2 años
Financiamiento	hasta 1 año
Construcción	3-5 años
Total	**6 a 10 años**

El que se decida o no la ejecución de un proyecto energético es, por tanto, un proceso complicado que involucra a muchos actores. Para desarrollar este tipo de proyecto debe aplicarse una política energética que tome en cuenta las necesidades del país en el corto, mediano y largo plazo; y que considere no solo al sector sino a los beneficios económicos y sociales para el país.

14.1.1 Demanda de energía y actividad económica

Los estudios tradicionales comúnmente consideraban la demanda como una variable por proyectar sobre la base de su relación con variables económicas tales como la actividad económica y el crecimiento de sectores intensivos en energía, entre otros. Sin embargo, no incluían la posibilidad de desarrollar políticas que tuvieran influencia en el consumo, sea a través de medidas que impulsaran una mayor eficiencia

o que incentivaran el cambio de los usos intermedios en industria, transporte y sector doméstico. Un ejemplo del primero es utilizar tecnologías industriales que consuman menor energía, y un ejemplo del segundo es incentivar el transporte masivo como se hace en algunos países industriales. Por lo tanto, una política energética debe incluir no solo medidas que aseguren suficiente capacidad de producción para asegurar en el tiempo los requerimientos de consumo en forma segura y eficiente, sino también medidas que promuevan el uso más eficiente de la energía.

14.1.2 Escenarios energéticos

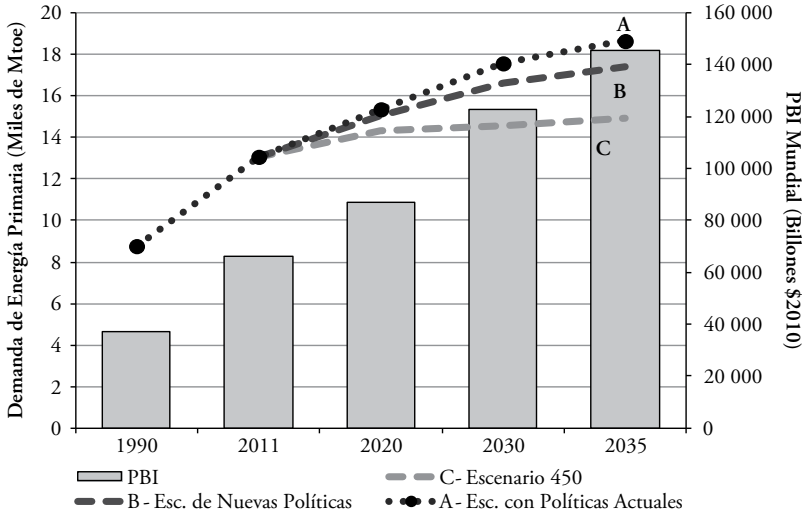
En el siguiente gráfico se puede observar la existencia de una correlación positiva entre el consumo de energía y la actividad económica medida por el PBI. Asimismo, se muestran los escenarios proyectados por el International Energy Agency (IEA) en el World Energy Outlook (2013b) para la demanda mundial de energía primaria. Estos escenarios son:

a) Escenario con políticas actuales: en este contexto se entiende que los países no realizarán ningún cambio en sus políticas.

b) Escenario de nuevas políticas: para este escenario, se tienen en cuenta los compromisos generales de políticas anunciados por los gobiernos, incluidos aquellos para reducir las emisiones de efecto invernadero y los planes para aminorar los subsidios a los combustibles fósiles.

c) Escenario 450: se asume un uso compatible de la energía con el objetivo de establecer una temperatura global de 2°C, al limitar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera en 450 ppm de CO_2.

Gráfico 14.1. Escenarios de demanda mundial de energía primaria y actividad económica



Fuente: International Energy Agency, 2013b.

14.1.3 Consideraciones sociales y ambientales

Los proyectos, en especial los relacionados con la explotación de recursos naturales, tienen un efecto importante sobre los habitantes y la naturaleza, los cuales deben ser tomados en cuenta en las políticas de promoción y desarrollo, así como en los proyectos mismos. Asimismo, tenemos, por ejemplo, que la perforación de un pozo de petróleo afecta a los pobladores de la zona, no solo por la interferencia con sus actividades, como son la producción agrícola y la explotación de bosques, sino por los efectos en el medio ambiente, los cuales implican la medida extrema de su reubicación. También, relacionadas con el proyecto, se encuentran actividades conexas que pueden afectar a las comunidades y al medio ambiente, como son el transporte de productos y maquinaria, contaminantes, trabajadores y sus viviendas. Un tema, también de gran importancia, es que los pobladores de la zona no solamente se preocupan

por cómo se reducirán los efectos negativos del proyecto y cómo serán compensados por ello, sino que, en muchos casos, su preocupación principal es obtener beneficios específicos de la empresa que opera el proyecto. Por ejemplo, estos esperan que, así como la empresa establece una escuela para los hijos de los trabajadores de la empresa, sus hijos reciban iguales beneficios. De la misma manera, esperan beneficiarse de servicios de salud. En general, estos pobladores consideran que si un proyecto beneficia a una empresa, también debe beneficiarlos a ellos.

14.1.4 Equidad

El tema de equidad es muy importante para el desarrollo de una sociedad justa. Por un lado, los diferentes tipos de energía no siempre llegan a toda la población, sobre todo en zonas alejadas. Por otra parte, un sector de la población en el que existe la posibilidad de abastecimiento no puede pagar los costos. Por ello, la política energética debe tener en cuenta estos aspectos. En tal sentido, se deben considerar programas de promoción y de subsidios diseñados en forma efectiva y eficiente para llegar a esta parte de la población.

14.2 La prospectiva energética

Con el objetivo de establecer la demanda de energía de un país y las posibilidades de oferta que sirvan de base para el desarrollo de una política energética, se cuenta con diversas herramientas. Destacan:

- Proyección de la tendencia histórica del consumo y generación de una frontera más probable de nuevos proyectos, considerando los recursos, sus costos y el tiempo de implementación, así como el *mix* de proyectos que sean eficientes respecto a sus costos y que involucren el impacto en el medio ambiente.
- Uso de métodos, como el método Delphi, que incorporan los resultados de consultas a paneles de expertos sobre proyecciones de las diversas variables y su impacto.

- Utilización de la dinámica de sistemas para identificar las interacciones económicas y sociales entre las diversas variables.
- Empleo de modelos de equilibrio general que incluyan el efecto precio en el consumo y la oferta, así como el de otras variables.
- Proyecciones alternativas —de escenarios— que consideren medidas de política económica y social incluyendo ahorro de energía y reducción de la contaminación.

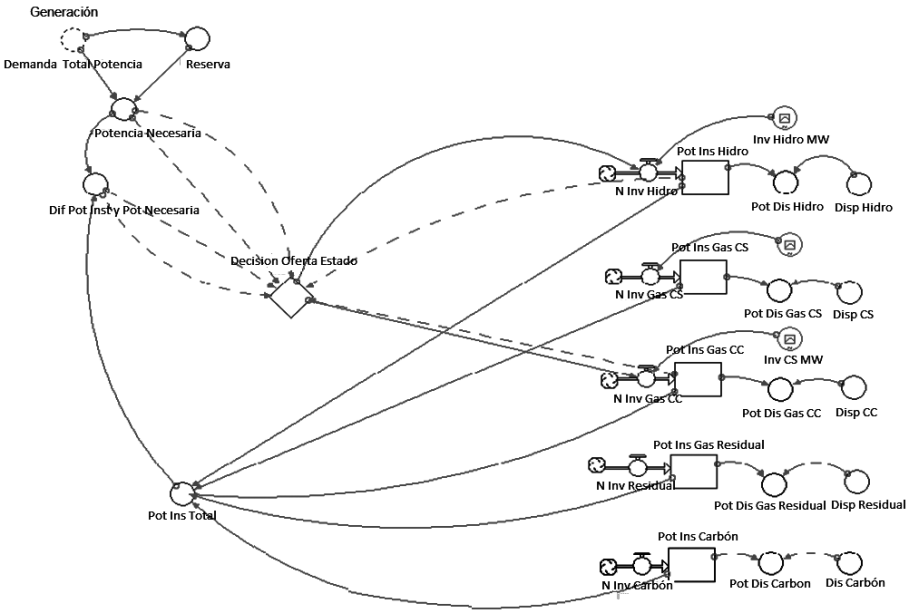
Ejemplos de estos modelos son:

- Modelos tendenciales, incluyendo alternativas de política: del International Energy Association (IEA) y de la OPEP.
- Modelos temáticos: Herman Kahn, Shell, The Millenium Project.
- Métodos matemáticos: Michel Godet, Escuela Francesa de Prospectiva.
- Modelos matriciales: Igor Ansoff, Peter Schwartz, Global Business Network.

14.2.1 Modelos de tendencia histórica

En el gráfico 14.2 se muestra un modelo desarrollado por Osinergmin (2007) para la inversión en generación eléctrica. Dado que la demanda de electricidad había venido creciendo a tasas superiores a las esperadas en los últimos años, esto originó cierta preocupación sobre la sostenibilidad del suministro de electricidad, sobre todo en el mediano plazo. Se vio la necesidad de evaluar la evolución de los precios de suministro en diferentes escenarios de demanda y oferta de capacidad, a fin de identificar el impacto de diferentes variables relevantes en la evolución del sector; para este ejercicio se utilizó el software de simulación de sistemas dinámicos Stella 7.2. Lo que vemos en el siguiente gráfico es uno de los módulos incluido en el modelo general.

Gráfico 14.2. Módulo de oferta



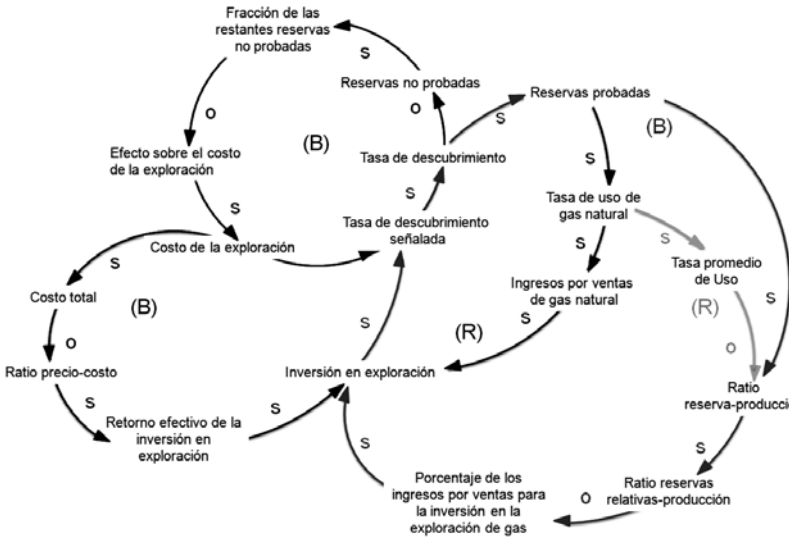
Fuente: Osinergmin, 2007.

14.2.2 Modelos de dinámica de sistemas

Como ejemplo se tiene un gráfico con el modelo del Department of Energy (DOE) de Estados Unidos.

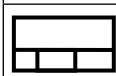
La herramienta que se usa para modelar el proceso de descubrimiento y producción de gas natural se detalla en los gráficos 14.3 y 14.4. La dinámica de sistemas permite estudiar el comportamiento de sistemas a través de la construcción de modelos que muestran las relaciones entre la estructura del sistema y su comportamiento. Básicamente, estos modelos manifiestan la interacción entre elementos que ayuden a revelar los modos de comportamiento, y pueden ser simulados en programas como el Stella. Los diagramas están conformados por símbolos, tal como se presenta en el cuadro 14.1.

Gráfico 14.3. Uso de dinámica de sistemas para analizar las reservas de gas natural



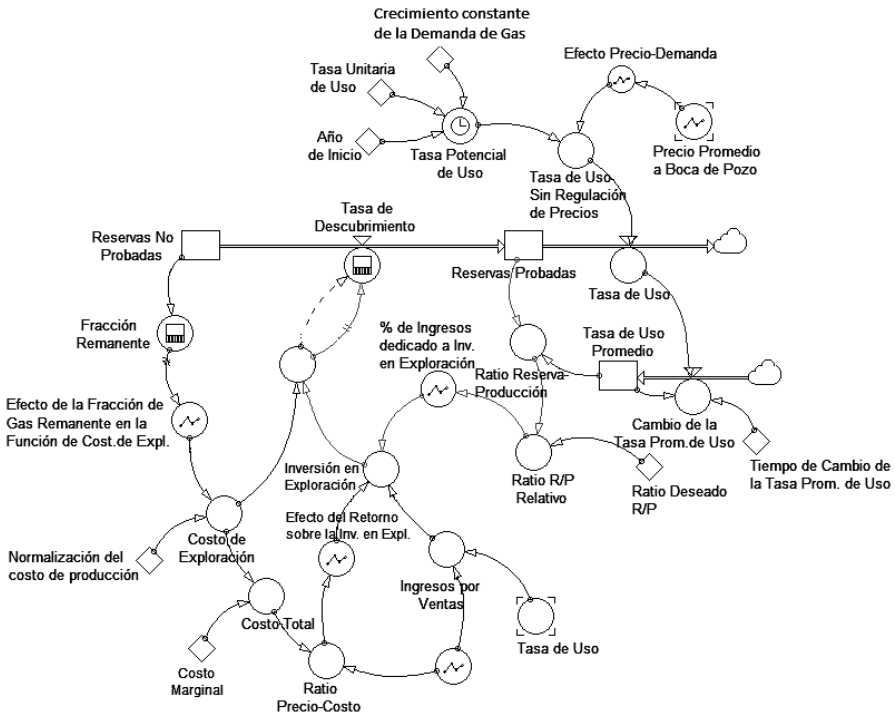
Fuente: http://www.mahoroba.ne.jp/~felix/Toolbox/Methods/Sim/SD/SDIntro/Ch-6.html

Cuadro 14.1. Símbolos utilizados en los modelos de dinámica de sistemas

	Nube:	Representa una fuente o un pozo, que es prácticamente inagotable.
	Stock:	Representa una acumulación de un flujo.
	Canal de material:	Canal de transmisión de una magnitud física que se conserva.
	Variable auxiliar:	Una cantidad con un cierto significado físico en el mundo real y con un tiempo de respuesta instantáneo, flujos.
	Retraso:	Un elemento que simula retrasos en la transmisión de información o de material.
	Variable exógena:	Variable cuya evolución es independiente de las del resto del sistema. Representa una acción del medio sobre el sistema.

Fuente: adaptado de Aracil & Gordillo, 1997.

Gráfico 14.4 Recreación del modelo de descubrimiento y producción del gas natural



Fuente: http://www.mahoroba.ne.jp/~felix/Toolbox/Methods/Sim/SD/SDIntro/Ch-6.html

Siguiendo con lo anterior, en el gráfico 14.3 podemos ver que el modelo muestra, en principio, a las reservas no probadas y probadas como stocks, esto debido a que el gas natural se crea en tiempo geológico, por lo que puede ser tratado como fijo. En cambio, las variables tasa de uso y tasa de descubrimiento son tratadas como flujos. Asimismo, se aprecia el símbolo de retraso, el cual da cuenta del rezago que existe entre la toma de decisión de invertir en la exploración y el momento del descubrimiento. Por otro lado, se observan los diamantes, que expresan valores constantes y son a menudo conocidos.

Otra característica del modelo es que los stocks se miden en unidades y los flujos en unidades/tiempo; además el modelo debe ser dimensionalmente correcto en lo que se refiere a la unidad de medida. Ya que la estructura básica de la modelación del comportamiento es la estructura de realimentación, el modelo puede manifestar bucles de realimentación negativa o positiva. En el primer caso, se trata de un comportamiento en el que el propio sistema corrige las perturbaciones y conduce el modelo al nivel deseado. En otras palabras, por un lado, se tiene una realimentación, dado que la información, al circular por el sistema, influye en este y, por otro lado, recibe una realimentación negativa por la presencia de una influencia negativa, lo que genera el efecto corrector. Por ello, a estos elementos se les conoce también como bucles reguladores o estabilizadores. Para dar un ejemplo en el gráfico, observemos que un aumento en las reservas probadas (RP) eleva el ratio RP producción (RP-P), lo que inmediatamente incrementa el ratio RP-P relativa. Esto a su vez, *ceteris paribus*, causa una caída en el porcentaje de ingresos dedicados a exploración, lo que provoca una baja en la inversión en exploración. Seguidamente, esto ocasiona una caída en la tasa de descubrimiento para que, finalmente, después de un considerable retraso, se cierre el círculo, resultando en un nivel de reservas probadas menores de lo que hubiesen sido. En el segundo caso, se trata de un comportamiento autorreforzador, lo que tiende a acelerar el crecimiento o declive, por lo que se dice que es de comportamiento explosivo. Dado que su comportamiento es de carácter inestabilizador, también se les conoce como bucles reforzadores.

14.2.3 Métodos de escenarios

Existen diferentes métodos de escenarios, que pueden utilizar como base los otros métodos mencionados. Comúnmente, estos consideran varias posibilidades, por ejemplo, una de alto crecimiento económico para los siguientes años y otra de bajo crecimiento económico para el mismo periodo. Alternativamente, se puede proyectar un escenario de

consumo de energía con medidas de ahorro de energía, y otro sin ninguna medida para cuantificar el ahorro. También se pueden construir escenarios de consumo de diversos energéticos bajo una proyección sin cambios, y otra proyección en que se tomen medidas para reducir el consumo de energéticos más contaminantes. Para una descripción a fondo de los métodos de escenarios véase, por ejemplo, Bhattacharyya y Timilsina (2009) o Shell (2003).

Otro ejemplo es la construcción de escenarios basados en la combinación de dos o tres elementos claves como los usados por The Millenium Project (2006). Este considera cuatro escenarios basados en combinaciones de diferentes niveles de crecimiento, demanda por región y adaptación a incremento de precios, como se ve en el siguiente cuadro.

Cuadro 14.2. Elementos de los escenarios energéticos

Elementos por ser considerados	**Escenario 1 Todo sigue igual**	**Escenario 2 Impacto ambiental**	**Escenario 3 Economía tecnológica**	**Escenario 4 Impacto político**
Crecimiento económico.	Moderado a alto con posible alza de precios de energía y recesión.	Moderado a bajo con acciones ambientales y problemas de abastecimiento.	Nuevas tecnologías aumentan eficiencia y evitan declinación de producción de petróleo en 2050.	Bajo crecimiento con recesiones y depresiones.
Demanda por región.	China e India continúan aumentando consumo y precios de energía.	Acciones ambientales reducen la demanda, principalmente en Europa.	Avances tecnológicos reducen el consumo de energía principalmente en países industriales.	Guerras consumen energía y reducen desarrollo de fuentes de energía.
Las economías se adaptan a incrementos de 50% en el precio de energía.	Ajustes ocurren a partir de 2015.	Inflación con ajustes a partir de 2020.	Precios caen en 2020 sin requerir ajustes.	Inflación como resultado de conflictos y del costo de energía.

Fuente: The Millenium Project, 2006.

14.3 Contenido de un plan energético

El mercado energético contiene subsectores o actividades que pueden desarrollarse como mercados competitivos si se establece un marco adecuado que los fomente; otros subsectores y actividades pueden implementarse a través de la promoción de la competencia por el mercado —es decir, por ganar un mercado determinado; por ejemplo, una línea de transmisión eléctrica, o un ducto de gas natural—, para lo cual se requiere que el Estado determine el modelo de concesión, y otros mercados que, por sus características monopólicas, deben ser regulados. Por ello, en el sector de energía frecuentemente se propone la necesidad de un plan que consiste en los objetivos para el sector un conjunto de políticas para lograr resultados, como la promoción de cierto tipo de energía o el aumento de la eficiencia energética y un conjunto de planes referidos a los segmentos monopólicos —la distribución eléctrica o la transmisión eléctrica— y a aspectos sociales —electrificación rural—. En general, un plan energético debe considerar los siguientes componentes:

- Objetivos, tanto para el abastecimiento de energía, como para cumplir con aspectos ambientales y sociales.
- Escenarios alternativos, considerando diversos supuestos que se obtienen utilizando modelos o métodos de proyección.
- Medidas de política energética y la planificación de ciertas actividades para alcanzar los objetivos propuestos.
- Un cronograma de implementación y seguimiento.

14.3.1 Objetivos del plan energético[1]

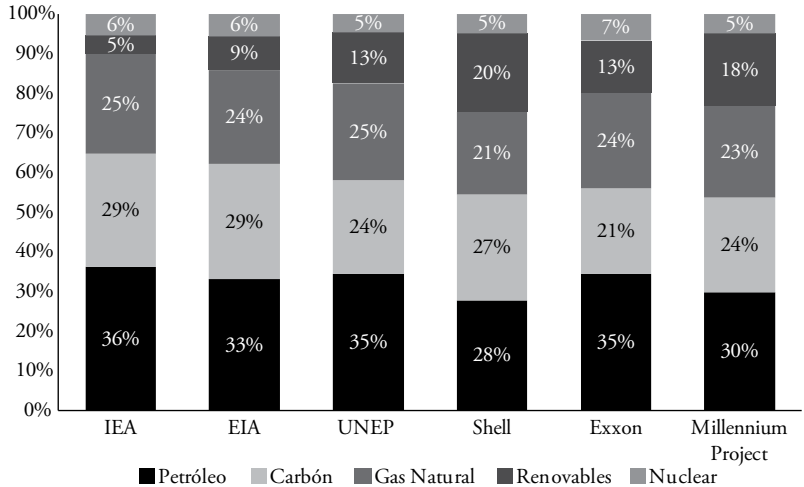
Estos objetivos pueden incluir el abastecimiento para cubrir la demanda considerando, en el caso del sector eléctrico, nueva generación, transmisión y distribución de energía que tome en cuenta el *trade-off* entre eficiencia económica e impacto ambiental y social. Por ejemplo, se debe establecer el nivel de impacto ambiental permisible junto con las medidas de remediación necesarias, así como la proporción de energías limpias teniendo en cuenta su posible mayor costo. Desde el punto de vista técnico, se deben considerar los tiempos para el desarrollo de cada tipo de proyecto energético y la incertidumbre que estos causan en la inversión. También es importante tener en cuenta que la promoción de la eficiencia energética puede tener un efecto favorable en reducir la necesidad del número de nuevos proyectos por considerar. El plan puede incluir políticas de fomento de desarrollo tecnológico con fines específicos, como el cuidado del medio ambiente, o mayor seguridad para la población (por ejemplo, la seguridad de las centrales nucleares). Otro tema importante es establecer la necesidad de maximizar la cobertura de la población a través de proyectos especiales y subsidios.

14.3.2 Escenarios alternativos

Como se ha mencionado, se deben considerar escenarios alternativos que incluyan tanto diversas posibilidades de crecimiento y de desarrollo tecnológico, así como objetivos medioambientales. Por ejemplo, en el gráfico 14.5 se muestran las proyecciones de diversas instituciones con distintos supuestos para el año 2030.

[1] Para un análisis detallado de la formación de políticas energéticas ver CEPAL & GTZ, 2003.

Gráfico 14.5. Matriz energética mundial al 2030



Nota: el Estudio del Millennium Project proyecta la matriz al 2020.
Fuente: Centro de Estudios Estratégicos de IPAE, 2009.

14.3.3 Medidas de política energética

El Estado posee instrumentos para promover y orientar el desarrollo energético de un país a través de:

- Reducción de barreras a la entrada (facilitar consultas con poblaciones afectadas y permisos).
- Garantías a la inversión y reducción de riesgos (ejemplo: regalías flexibles, estabilidad en los contratos de concesión).
- Políticas de promoción y garantías (fondos de electrificación rural, soporte de precios y otros).
- Contratos de concesión en actividades que no se desarrollan por sí solas (los ejemplos mencionados de líneas de transmisión y ductos de gas natural) o cofinanciamiento de inversiones a través de participaciones público-privadas.

- Impuestos selectivos a las energías más contaminantes (al carbón y a ciertos hidrocarburos).
- Cronogramas de adecuación para reducir la contaminación.
- Establecimiento de cuotas y premios para fomentar ciertas tecnologías (energía eólica o paneles solares para áreas rurales).
- Programas de acceso para los más pobres (obligaciones a empresas, subsidios, fondos de financiamiento).
- Planes de consumo eficiente de energía (incluyendo promoción, requisitos de eficiencia energética en instalaciones y edificios, tarifas diferenciadas, etcétera).

14.3.4 Cronograma de implementación y seguimiento

El plan energético de un país no puede tener éxito si no se establecen hitos para su cumplimiento. Estos deben incluir no solamente las fechas para la implementación de cada acción y medida, sino también la asignación de entidades y funcionarios responsables. Como punto central debe establecerse una institución o unidad encargada de la preparación y seguimiento del plan que coordine con diversas instituciones, incluyendo al sector privado, y publique los avances en implementación del plan. Es recomendable el establecimiento de un comité directivo responsable de asegurar que las partes lleven a cabo su cometido. Existen otras formas de estructurar la dirección de un plan, pero todas deben incluir los componentes de dirección, desarrollo técnico y coordinación con diversas entidades.

14.3.5 Instrumentos para evaluar medidas de política energética

14.3.5.1 Matriz insumo producto

Considera las interrelaciones entre sectores. Ello permite incluir, por ejemplo, el efecto que la producción agrícola tiene en el consumo de energía directamente, pero también indirectamente, ya que la producción

agrícola requiere insumos industriales que precisan energía y así sucesivamente. Este método permite calcular el consumo de energía cuando el crecimiento de los sectores varía entre ellos.

El cuadro 14.3 es un ejemplo de la matriz insumo producto. Cada columna está encabezada por el nombre del sector que requiere insumos de los sectores. Por ejemplo, la primera columna, titulada Agricultura, significa que para producir una unidad de agricultura se requieren 0.125 unidades de agricultura, 0.125 unidades de energía y 0.125 unidades de industria. Asimismo, la segunda columna, titulada Energía, indica que para producir una unidad de energía se requieren 0.1 unidades de agricultura, 0.2 unidades de energía, y 0.3 unidades de industria. Finalmente, en la última columna, titulada Industria, tenemos que para producir una unidad de industria se requieren 0.25 unidades de agricultura, 0.17 unidades de energía y 0.25 unidades de industria.

Cuadro 14.3. Matriz insumo producto

	Agricultura	**Energía**	**Industria**
Agricultura	0.125	0.1	0.25
Energía	0.125	0.2	0.17
Industria	0.125	0.3	0.25

Fuente: Bhattacharyya, 2011.

Considérese ahora que el consumo de agricultura, energía e industria son 30, 50 y 50 unidades respectivamente. Si se llama q_A, q_E y q_I a la producción agrícola, de energía y de industria respectivamente, la relación entre producción y consumo, considerando los requerimientos intersectoriales, se puede dar por la relación[2]:

$$\textit{Producción Sectorial} = \textit{Producción Sectorial Intermedia} + \textit{Consumo Final} \quad (14.1)$$

[2] Véase Bhattacharyya, 2011, de donde se ha obtenido este ejemplo.

Que, utilizando algebra matricial y los valores del ejemplo da:

$$\begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} .125 & .1 & .25 \\ .125 & .2 & .17 \\ .125 & .3 & .25 \end{pmatrix}}_{Matriz\ Insumo\ Producto} \begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 30 \\ 50 \\ 50 \end{pmatrix} \tag{14.2}$$

De la ecuación (14.2) se debe resolver para el vector $\begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix}$. Utilizando álgebra matricial[3] se realizan las siguientes operaciones:

Se traslada el primer término de la derecha a la izquierda obteniéndose:

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} .125 & .1 & .25 \\ .125 & .2 & .17 \\ .125 & .3 & .25 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 30 \\ 50 \\ 50 \end{pmatrix} \tag{14.3}$$

Se suman los términos de la izquierda en una matriz:

$$\begin{pmatrix} .875 & -.1 & -.25 \\ -.125 & 0.8 & -.17 \\ -.125 & -0.3 & 0.75 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 30 \\ 50 \\ 50 \end{pmatrix} \tag{14.4}$$

De donde se pasa la matriz a la derecha:

$$\begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} .875 & -.1 & -.25 \\ -.125 & 0.8 & -.17 \\ -.125 & -0.3 & 0.75 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 30 \\ 50 \\ 50 \end{pmatrix} \tag{14.5}$$

La matriz de la derecha se debe invertir (operación que se puede ver en Chiang & Wainwright, 2006), lo cual da:

$$\begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1.26 & 0.34 & 0.50 \\ 0.26 & 1.44 & 0.41 \\ 0.32 & 0.63 & 1.58 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 30 \\ 50 \\ 50 \end{pmatrix} \tag{14.6}$$

[3] Véanse ejercicios de álgebra matricial en Chiang & Wainwright, 2006.

Realizando la multiplicación de la matriz por el vector de la derecha se obtienen los valores q_A, q_E y q_I:

$$\begin{pmatrix} q_A \\ q_E \\ q_I \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 80 \\ 100 \\ 120 \end{pmatrix} \tag{14.7}$$

O sea que la producción total para un consumo de 30 unidades de agricultura, 50 unidades de energía y 50 unidades de industria son 80 unidades de agricultura, 100 unidades de energía y 120 unidades de industria.

14.4 Un ejemplo de política energética: perspectivas tecnológicas de la energía de la Agencia Internacional de Energía (IEA)

En el 2012, los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) prepararon, a través de la IEA, un estudio con recomendaciones de política para evitar el incremento de la temperatura mundial que, de continuar la tendencia actual, podría ser de 6 grados centígrados para 2050. Los escenarios alternativos, de acuerdo con las medidas que se tomaran, consideraron un aumento de 2 a 4 grados centígrados en la temperatura mundial para dicho año.

En primer lugar, como base del estudio se proyectó el consumo y producción de energía para 2050, a través de un modelo de optimización de costos que considera la tecnología existente y prevista, así como restricciones de diversos supuestos de efectos en la temperatura del planeta. Para ello, se utilizó el modelo ETP basado en el sistema MARKAL-EFOM, desarrollado bajo el Programa Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP), aprobado por la IEA.

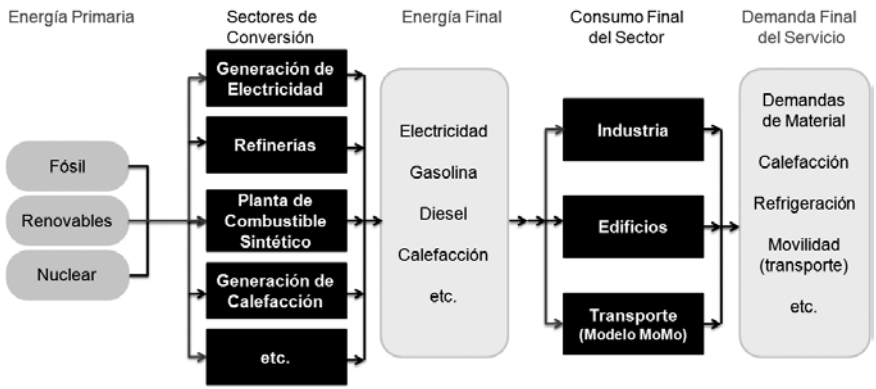
Este modelo integra cuatro modelos:

- Conversión de energía

- Industria
- Transporte
- Edificios residenciales y comerciales

Según el estudio, se exploran resultados de los escenarios de producción de energía usando el modelo de conversión de energía y de los tres sectores —industria, transporte y construcciones— que tienen la mayor demanda y, por lo tanto, mayores emisiones (IEA, 2012a, p. 635). Como insumos al modelo se utilizan proyecciones de PBI por región, proyecciones de la población por región y estimados de precios de los diferentes tipos de energía. El gráfico 14.6 muestra los principales componentes del modelo.

Gráfico 14.6. El modelo Energy Technology Perspectives del IEA



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

Los tres escenarios utilizados fueron:

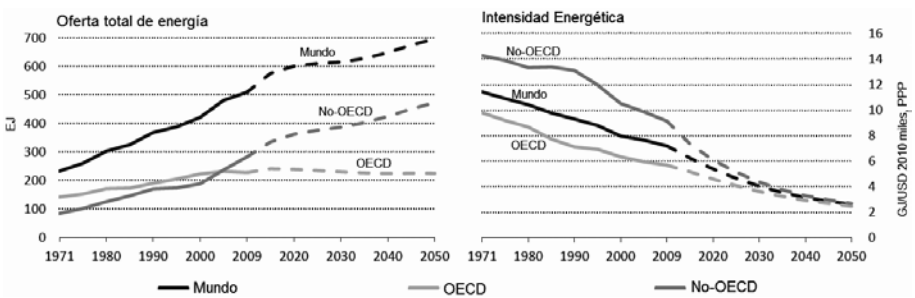
- El escenario 6DS es la extensión de la tendencia actual. Para 2050 la producción de energía se duplica comparada con 2009 y las emisiones de efecto invernadero aumentan en mayor proporción.

En la ausencia de medidas de política energética, la temperatura mundial aumenta en 6 grados centígrados para 2050.

- El escenario 4DS considera los acuerdos tomados por los países para limitar las emisiones y aplicar medidas para mejorar la eficiencia energética. Aún este escenario requiere esfuerzos importantes de política y desarrollo tecnológico. En este contexto, el incremento en la temperatura mundial para 2050 sería de 4 grados centígrados.
- El escenario 2DS describe un sistema energético consistente con la trayectoria de emisiones que las investigaciones científicas consideran posible alcanzar para que la temperatura global se incremente en 2 grados centígrados para 2050. Este escenario toma en cuenta que las emisiones de CO_2 deben reducirse a la mitad por unidad de energía producida para 2050.

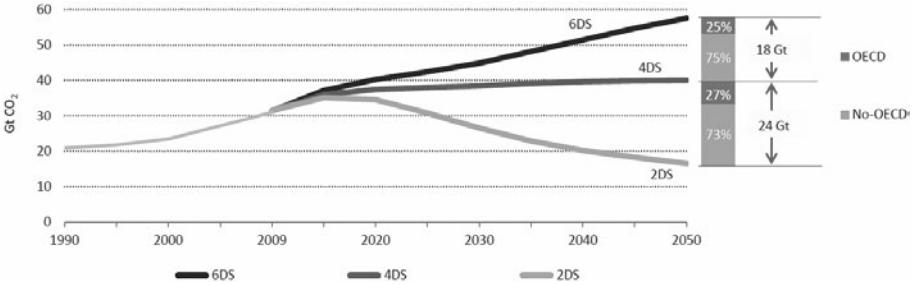
Los resultados de la producción e intensidad de energía para el escenario 2DS se muestran en el gráfico 14.7 y los resultados de emisión de CO_2 para cada uno de los tres escenarios se muestran en el gráfico 14.8.

Gráfico 14.7. Producción primaria total de energía -escenario 2DS



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

Gráfico 14.8 Emisión de CO_2 -los tres escenarios



Fuente: IEA-International Energy Agency, 2012a.

14.4.1 Comentarios a los tres escenarios[4]

14.4.1.1 Escenario 6DS

Este escenario asume que no se tomarán medidas adicionales a las realizadas, con lo que el sistema energético dependería en gran parte de los combustibles fósiles. Para 2050, el uso de combustibles fósiles y las emisiones de CO_2 son prácticamente el doble comparadas con 2009. A nivel sectorial, la generación de electricidad con carbón se duplica en el periodo, y no se ha desarrollado la tecnología de captura y almacenamiento de carbón. Sin embargo, la proporción de energías renovables en producción de electricidad aumenta de 19% a 24%. El transporte depende casi exclusivamente de combustibles fósiles y el ahorro en el uso de combustibles es muy pequeño. Existe poca penetración en el uso de vehículos eléctricos o de otras tecnologías alternativas. La eficiencia energética en la industria y en edificaciones aumenta en 1% por año, en línea con lo ocurrido en la década anterior. La calefacción es producida utilizando combustibles fósiles.

[4] Esta sección está basada en IEA, 2012a, pp. 35-47.

14.4.1.2 Escenario 4DS

Este escenario representa un esfuerzo concertado de los países para reducir la demanda de energía y las emisiones respecto al escenario 6DS. Las políticas requeridas deben enfatizar metas y programas de apoyo para aumentar la participación de las energías renovables y mejorar la eficiencia energética. Ello incluye compromisos a nivel de países para reducir las emisiones de efecto invernadero y las iniciativas del Grupo de los 20 y de la Cooperación Asia-Pacífico (APEC), para eliminar los subsidios a los combustibles fósiles. Las emisiones de CO_2 se elevan en 27% a 40 gigatons a pesar de las medidas de política. Los combustibles fósiles aún representan dos tercios y las energías renovables, un tercio de lo utilizado en generación de electricidad. Este escenario ya incluye medidas iniciales de captura y almacenamiento de carbón, llegando al 2% de la capacidad de generación. En el transporte, estándares de eficiencia de combustible más exigentes en la UE y EE.UU. resultan en mejoras de eficiencia del 30% respecto a 2009. Sin embargo, de las nuevas tecnologías solo los vehículos híbridos a gasolina y electricidad ganan participación en el mercado con un 25% del total en 2050. La eficiencia energética en la industria y en las edificaciones mejora, aunque las emisiones industriales de CO_2 aumentan de 20% a 35% en el periodo. Por su parte, el consumo de energía en la construcción aumenta de 115EJ en 2009 a 185 EJ en 2050.

14.4.1.3 Escenario 2DS

Este escenario requiere una gran transformación del sistema energético, que implica la reducción de las emisiones de CO_2 a la mitad en 2050, comparadas con 2009. Así pues, el éxito depende de cambios en tecnología, en la estructura económica y en el comportamiento individual. En este escenario —que depende no solo del cambio tecnológico, sino también de modificaciones en el comportamiento de la gente, incluyendo el uso de transporte masivo y la reducción del

tamaño de las viviendas— la intensidad energética de la economía se reduce significativamente. Dichos cambios requieren el aumento del uso de electricidad versus otros tipos de energía, junto con la reducción en el uso de combustibles fósiles en la generación eléctrica. Así pues, la utilización de redes inteligentes permite una mayor eficiencia energética. Los combustibles fósiles se reducen en 20% en 2050 comparado con 2009 y hay una reducción de 60% en el uso de estos combustibles comparado con el escenario 6DS. En el transporte, el petróleo es reemplazado por una combinación de electricidad, hidrógeno y biocombustibles, lo cual requiere una revolución en los sistemas de propulsión de vehículos, aunque la mayor eficiencia en el uso de combustibles también juega un rol. En este contexto, las emisiones de CO_2 en el transporte bajan a 5Gt en 2050, 25% menos que en 2009. La eficiencia energética en la industria también cumple una función importante, gracias a nuevas tecnologías, mejor integración de los sistemas y procesos cerrados de recirculación. Asimismo, fuentes renovables de energía reemplazan a las fuentes de energía fósil en todos los usos directos. Las emisiones en la industria se reducen en 6.5 Gt para 2050, 20% menos que en 2009. En edificaciones, mejores estructuras de los edificios y sistemas más eficientes de calefacción y refrigeración mejoran la eficiencia energética. Esto requiere un uso intensivo de bombas de calor, uso colectivo de calefacción por distritos en vez de individual y el uso de tecnologías tales como calefacción y refrigeración solares.

14.4.2 Tecnologías requeridas para alcanzar el escenario 2DS

El estudio considera que, para alcanzar este escenario, se requieren: (a) un sistema más flexible de producir y distribuir electricidad, descentralizando la producción y fomentando la cogeneración y la generación distribuida; (b) avanzar en la implementación de sistemas de captura y almacenamiento de carbón; y (c) desarrollar e implementar políticas para mejorar la eficiencia energética.

14.4.3 Políticas necesarias para alcanzar el escenario 2DS

Para alcanzar este escenario, el estudio considera que las siguientes medidas son necesarias: (a) traspasar al consumidor el verdadero costo de producir energía, incluyendo los costos ambientales; (b) promover la inversión y desarrollo para mejorar la performance y reducir los costos de las nuevas y eficientes tecnologías; (c) remover barreras no económicas a las mejoras en eficiencia energética (por ejemplo, facilidades para cogeneración o para generación distribuida); (d) reducir los riesgos a inversionistas en energías limpias; (e) desarrollar políticas bajo un enfoque sistémico; y (f) suscribir una visión común entre los países para el futuro del sistema energético.

14.5 Comentarios finales

La introducción de mercados en industrias complejas, con costos hundidos, economías de escala, sujetas a importantes incertidumbres, y con impactos ambientales, requiere precisa el uso de una serie de instrumentos de política energética que busquen alinear los objetivos de las empresas privadas con los de la sociedad. Esta política debe entenderse, por tanto, como la identificación de estos objetivos y de los instrumentos más adecuados, lo que implica establecer los posibles *trade-offs* e integrar las políticas sectoriales de forma consistente.

Glosario de términos

Adecuación (*adequacy*): es la habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento.

Arranque en negro (*black start*): capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin alimentación exterior del sistema en un tiempo inferior a un máximo establecido, ello de forma estable.

Aversión al riesgo: se dice que un agente tiene un comportamiento de aversión al riesgo si prefiere que se le dé un monto seguro de dinero en vez de jugar un juego con cierto nivel de riesgo, aunque este tenga el mismo valor esperado que el monto seguro. El grado de aversión al riesgo estará medido por la prima o pago adicional que requerirá este agente para aceptar jugar el juego.

Barra (*bus*): es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar o retirar electricidad. Se conoce también como nodo (*node*).

Bien público: es aquel bien en el que la rivalidad en el consumo es baja y las posibilidades de excluir de los beneficios (por medios físicos o legales) a terceros es relativamente difícil.

Biocombustibles y residuos: incluyen biocombustibles sólidos, líquidos, biogás, residuos industriales y residuos urbanos. Se incluyen también los combustibles producto de la biomasa como son la biogasolina y el biodiésel, entre otros. El uso no energético de la biomasa no se ha tomado en consideración.

BTU (British Thermal Unit): unidad de energía inglesa que representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

Central hidráulica de embalse: posee facilidades para almacenar agua (embalses), que le permiten mantener un nivel de producción relativamente estable a través de la regulación de sus embalses.

Central hidráulica de pasada: central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir, agua fluente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.

Competencia a lo Bertrand: cuando en un mercado los agentes compiten ofreciendo precios, situación en la cual el que ofrece el menor precio puede ganarse a toda la demanda.

Competencia a lo Cournot: cuando en un mercado oligopólico los agentes compiten ofreciendo cantidades al mercado bajo la conjetura de que los otros generadores mantienen las suyas constantes.

Confiabilidad (*reliability*): es la habilidad de un sistema eléctrico para enviar la energía con el voltaje y frecuencia dentro de determinados límites. Un sistema eléctrico es confiable cuando cumple con las condiciones de adecuación (*adequacy*) y seguridad (*security*).

Congestión: cuando el flujo de energía que pasa por una determinada línea de transmisión ya no puede incrementarse debido a que ha llegado a su límite de capacidad de transmisión.

Consumo específico: es el consumo de combustible por unidad de generación de energía eléctrica utilizada por una central termoeléctrica.

Contrato bilateral: contrato usado para hacer transacciones entre dos partes o agentes privados.

Contrato por diferencias (*contract for differences*): es un instrumento financiero o contrato futuro en el cual un vendedor (generador o comercializador) se compromete a cobrar un precio fijo a un distribuidor

o cliente libre. Este, a la vez, se compromete a pagarle dicho precio fijo por sus compras de energía. Por ello, a este contrato se le conoce como *two-way* o de mutuo aseguramiento. Si la cantidad despachada por el generador es igual a la contratada, este instrumento le permite eliminar la exposición al precio spot del sistema eléctrico, y hace posible que los agentes consigan un flujo de caja más estable para ambas partes respecto del que habrían obtenido transando al precio spot.

Costo de reposición: costo actual estimado de reemplazo de bienes existentes como si fueran nuevos. Precio que deberá pagarse para adquirir un activo similar a los precios prevalecientes en el año de estudio sin tener en cuenta la posible obsolescencia o la existencia de otras nuevas alternativas que realicen la misma función.

Costo marginal de energía: es el costo de producción de una unidad adicional de energía usando la central más barata que tenga capacidad disponible.

Costos varados (*stranded costs*): costos incurridos en diferentes inversiones que se realizaron en entornos regulados, cuya recuperación ya no es posible cuando se liberaliza una industria debido a la entrada de operadores con menores costos. Un ejemplo son las inversiones en centrales nucleares en Estados Unidos.

Costos hundidos (*sunk costs*): inversiones que no se pueden redituar en actividades distintas a las que les dieron origen debido a que no se pueden utilizar luego para fines alternativos por tener un carácter muy específico.

Curva de carga (*load curve*): representa el comportamiento de la demanda a lo largo de un periodo (anual, mensual, semanal).

Curva de duración (*screening curve*): es la demanda en un periodo ordenada de mayor a menor y se utiliza para tomar decisiones de planificación de inversiones y para el despacho económico.

Demanda máxima anual: es la máxima generación bruta horaria del total de las unidades generadoras del sistema dentro de las horas punta del sistema.

Despacho (*dispatch*): proceso de toma de decisiones de producción (tanto en niveles como periodos) de las centrales en un sistema eléctrico, considerando aspectos técnicos y económicos. Se denomina despacho económico (*economic dispatch*) a la búsqueda del menor costo de producción de electricidad en un horizonte de tiempo determinado, teniendo en cuenta los recursos disponibles del sistema eléctrico.

Diseño de mercado (*market design*): se refiere al conjunto de reglas e instituciones existentes en un sistema eléctrico que regulan la forma en que se toman las decisiones de operación, formación de precios y contratación.

Energía (E): mide el uso de la potencia en el tiempo. Se mide en kW-hora y se define como: $E \equiv P \times t$.

Externalidades: son un tipo de fallas de mercado que surgen cuando las decisiones de un agente pueden afectar el bienestar de otro agente, siendo estas consecuencias no tomadas en cuenta por el primero, como puede ser la producción de una fábrica que contamina el río y reduce la pesca de los pobladores aguas abajo.

Factor de carga (*load factor*): es un indicador de la eficiencia en el consumo en un sistema eléctrico, definido como la demanda promedio de potencia en un periodo entre su máxima demanda.

Factor de planta (*capacity factor*): es un indicador del uso de la capacidad efectiva de una central de generación, definido como el ratio de la producción promedio en un periodo entre la potencia efectiva de la central.

Información asimétrica: es una falla de mercado referida a la situación en la que un agente involucrado en la transacción tiene mayor información que el otro y aprovecha esto para su beneficio.

Inframarginal: denominación aplicada a un agente cuando, en un mercado en el que existen límites o restricciones de capacidad, este no fija el precio del mercado debido a que entró a operar antes que el último agente que empezó a producir —o agente marginal—, siendo este quien fija el precio del mercado a un nivel igual a su oferta o costo marginal si todavía no ha alcanzado su máxima capacidad, a la cual operan los agentes inframarginales.

Intensidad de la corriente (I): se refiere a la cantidad de electrones que pasa por una sección del conductor por unidad de tiempo. Se mide en amperios (A).

Loop flows: se refiere a la diferencia entre el despacho esperado en un sistema en el que se considera el efecto de las leyes físicas, respecto al que se obtendría si no se consideraran estos efectos. Por ejemplo, una ley física que se suele considerar para evaluar esta diferencia es que la energía se desplaza en proporción a la resistencia existente en cada línea.

Monopolio natural: situación en la cual es más eficiente que toda la producción de determinadas cantidades de uno o más bienes se realice en una sola empresa antes que en dos o más. En el caso de la producción de un solo producto, la existencia de economías de escala (costos medios decrecientes) es condición suficiente para que se cumpla la condición de monopolio natural, más no necesaria, pues puede existir subaditividad de costos aun cuando estas ya se agotaron.

Opción: es el derecho a comprar (*call option*) o vender (*put option*) un determinado activo a un precio dado o precio de ejercicio (*strike price*) otorgado por un agente a otro, a cambio de un determinado pago (prima).

Poder de mercado (*market power*): es la habilidad de alterar rentablemente los precios por encima de los niveles competitivos sin inducir una rápida entrada de otros agentes al mercado.

Potencia (P): es la capacidad de desarrollar trabajo mecánico o realizar una acción. Se mide en watts (W). Se define como la corriente (I) por la tensión (V): P ≡ V x I. Se suelen utilizar los siguientes múltiplos: 1000 W = 1 KW (kilowatt), 1000 KW = 1 MW (megawatt), 1000 MW = 1 GW (gigawatt).

Potencia efectiva: también denominada potencia real, es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo.

Potencia firme: es la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas punta del sistema de una central, considerando su indisponibilidad probable.

Potencia reactiva: es la encargada de generar el campo magnético que requieren para su funcionamiento los equipos inductivos como los motores y transformadores.

Precios rayo (*price spikes*): son incrementos súbitos en los precios de un mercado eléctrico en los periodos en los que la demanda supera a la oferta del sistema debido a los límites de capacidad instalada. Estos contribuyen a financiar los costos fijos de las centrales.

Probabilidad de pérdida de carga (*loss of load probability*, LOLP): es un índice que permite medir el nivel de confiabilidad del sistema de generación. Cuanto más pequeño es el LOLP, el nivel de confiabilidad será mayor. Consecuentemente, si el margen de reserva es más grande, el LOLP será más pequeño.

Renta de escasez (*scarcity rent*): es el ingreso adicional al costo variable total que obtienen las generadoras en un mercado competitivo, donde no existe pago por capacidad. Esta renta de escasez le permite amortizar sus costos fijos a la última central que entró a despachar y los costos fijos restantes a las otras centrales, pues ya han recuperado una parte de sus costos fijos con las rentas inframarginales. Las últimas centrales en entrar no fijan el precio directamente, pues este surge de la intersección

de la curva de demanda y la curva de oferta que tiene un último tramo vertical que indica el límite de la capacidad instalada.

Reserva fría: capacidad de reserva de generación que puede entrar en operación ante una contingencia en el sistema en unos pocos minutos.

Reserva rotante: es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles en el corto plazo de las unidades sincronizadas al sistema y la suma de las potencias realmente entregadas al sistema en un momento dado.

Seguridad (*security*): se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para soportar disturbios imprevistos sin pérdida de carga.

Servicios complementarios (*ancillary services*): son aquellos que se requieren para mantener la seguridad del suministro debido a que la producción debe adaptarse en todo momento a la variabilidad de la demanda tanto en cantidad y rapidez, lo que motivará cambios en los parámetros del sistema que deben superarse a riesgo de colapsar. Muchos de estos servicios tienen características de «bienes públicos», por lo que su provisión privada puede no ser eficiente económicamente. Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual precisa estos servicios de los generadores más adecuados para brindarlos dentro de un mercado de servicios complementarios o vía procedimientos administrativos.

Swap: instrumento financiero que intercambia un determinado flujo de caja por otro; puede ser de tasas de interés (fijas versus variables), de monedas y de otros tipos. Un contrato por diferencias funciona como un *swap* bajo determinadas condiciones.

Tensión o voltaje (V): es el nivel de potencial o la fuerza que hace circular la corriente y se mide en voltios (V).

Valor de la energía no suministrada (*value of lost load*, VOLL): es el costo promedio causado a los consumidores de un sistema eléctrico por cada MWh dejado de consumir ante un corte imprevisto del suministro.

Se puede estimar como la disponibilidad media a pagar de los consumidores por evitar cortes en el suministro de electricidad.

Valor o precio sombra (*shadow price* o *shadow value*): es el cambio en el valor de una determinada función objetivo (sea de costos, utilidad u otras) ante una modificación en el valor de alguno de los parámetros de determinadas restricciones (por ejemplo, de la capacidad máxima de producción, los ingresos disponibles u otros).

WACC (*weighted average cost of capital* o costo ponderado del capital): es la tasa a la cual deben descontarse los flujos de caja de un proyecto para poder pagar los costos de oportunidad del dinero de las fuentes de financiamiento (endeudamiento y capital propio). La proporción de la deuda dentro del WACC debe descontar el efecto del escudo fiscal generado por el endeudamiento. A su vez, el porcentaje óptimo de endeudamiento por usar (*leverage*) depende de una serie de factores, tales como el riesgo de insolvencia ante eventos imprevistos que pueden afectar la capacidad de pago de la empresa. La fórmula del WACC es la siguiente:

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E}\right)(1-t)r_D + \left(\frac{E}{D+E}\right)r_E$$

Donde:
r_D = tasa de la deuda
r_E = tasa del capital propio (*equity*)
D = financiamiento vía deuda de largo plazo
E = financiamiento vía capital propio
t = tasa impositiva

Referencias

Abernathy, W.J. & K. Wayne (1974). Limits of Learning Curve. *Harvard Business Review*, *52*(5), 109-119.

Allaz, Blaise & Jean-Luc Vila (1993). Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory,* 59, 1-16.

Ang, Beng Wah (2004). *Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method. Energy Policy*, 32, 1131-1139.

Aracil, Javier & Francisco Gordillo (1997). *Dinámica de Sistemas*. Madrid: Alianza Editorial.

Arellano, Soledad (2004). *Market Power in Mixed Hydro Thermal Electric Industries*. Documento de trabajo 187. Santiago: Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile.

Arellano, Soledad & Pablo Serra (2004). Principios para tarificar la transmisión eléctrica. *Cuadernos de Economía*, *41*(121), 231-253.

Arellano, Soledad & Salvador Valdés (2006). *La industria de los combustibles líquidos: el caso de Chile*. Santiago: Ediciones Universidad Católica de Chile.

Armstrong, Mark, Simon Cowan & John Vickers (1994). *Regulatory Reform: Economic analysis and British experience*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

Baldovino, Enrique, Guillermo Ramos & Víctor Calderón (2008). *Energía Eólica en Perú.* Lima: CENTRUM.

Bailey, William, Benoît Couët y otros (2000). Taking a calculated risk. *Oilfield Review*, *12*(3), 20-35.

Baldwin, Robert & Michael Cave (1999). *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Oxford: Oxford University Press.

Baumol, William Jack (1982). Contestable markets: An uprising in the theory of industry structure. *American Economic Review*, 72, 1-15.

Baumol, William Jack & D.E. Bradford (1970). Optimal departures from marginal cost pricing. *American Economic Review*, 60, 265-283.

Bendezú, Luis & José Gallardo (2004). *Estimación de la Demanda Agregada de Electricidad.* Documento de trabajo 4. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Bendezú, Luis, José Gallardo & Arturo Vásquez (2005). *La problemática de los precios de los combustibles*. Documento de trabajo 11. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinerg.

Berg, Sanford, Mark Jamison, Farid Gasmi & José Távara (2004). *The Regulation of Utility Infrastructure and Services. An Annotated Reading List*. Washington D.C.: The World Bank. http://www.regulationbodyofknowledge.org/

Bernstein, Jeffrey & David Sappington (1998). *Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans*. Documento de trabajo 6622. Cambridge: National Bureau of Economic Research (NBER).

Bernstein Llona, Juan Sebastián (1999). «Regulación de la Distribución Eléctrica». Tesis para optar el título de magíster en Ciencias de la Ingeniería. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Besanko, David & Ronald Braeutigam (2002). *Microeconomic. An Integrated Approach*. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.

Besanko, David, Shabtai Donnenfeld & Lawrence White (1987). Monopoly and Quality Distortion: Effects and Remedies. *The Quaterly Journal of Economics*, *102*(4), 743-768.

Bhattacharyya, Kankar, Math Ballen & Jaap Daalder (2001). *Operation of Restructured Power Systems*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.

Bhattacharyya, Subhes C. (2011). *Energy Economics. Concepts, Issues, Markets and Governance.* Londres: Springer Berlag.

Bhattacharyya, Subhes & Govinda Timilsina (2009). *Energy Demand Models for Policy Formulation: A Comparative Study of Energy Demand Models*. Washington DC: The World Bank.

Bialek, Janusz (1997). Topological generation and load distribution factors for supplement cost allocation in transmission open access. *IEEE Trans. On Power Systems*, 12, 1185-1193.

Boiteux, Michael (1960). *Peak-Load Pricing. Journal of Business*, *33*(2), 157-179.

Bonifaz, José Luis (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia*. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES)-Universidad Pacífico.

Borenstein, Severin (1999). *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets*. PWP-067. University of California Energy Institute.

Borenstein, Severin (2005). *Time Varying Retail Electricity Prices: The Theory and Practice.* En Griffin, M. James y Steven L. Puller (eds.), *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, cap. 8. Chicago: University of Chicago Press.

Borenstein, Severin (2012). *Journal of Economic Perspectives*. *American Economic Association*, *26*(1), 67-92.

Borenstein, Severin, James Bushnell & Frank Wolak (2002). Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market. *American Economic Review*, *92*(5), 1376-1405.

Braeutigam, Ronald (1989). Optimal Policies for Natural Monopolies. En Schmalensee y Willig (eds.), *Handbook of Industrial Organization*, vol. II, cap. 23. Nueva York: Springer.

Brealey, Richard & Stewart Myers (2000). *Principles of Corporate Finance*. Sexta edición. Nueva York: McGraw-Hill.

Bresnahan, Timothy F. (1989). *Empirical Studies of Industries with Market Power.* En Schmalensee y Willig (eds.). *Handbook of Industrial Organization*, vol. II, cap.17. Nueva York: Springer.

British Petroleum (BP) (2008). *Statistical Review of World Energy June 2008.* Londres: BP.

British Petroleum (BP) (2012). *BP Energy Outlook 2030.* Londres: BP.

British Petroleum (BP) (2014a). *BP Statistical Review of World Energy, June 2014.* Londres: BP.

British Petroleum (BP) (2014b). *BP Energy Outlook 2035.* Londres: BP.

Bushnell, James & Steven Stoft (1996). *Transmission and Generation Investment in a Competitive Electric Power Industry*. PWP-030. California: University of California Energy Institute.

Bustos, Álvaro & Alexander Galetovic (2002). Regulación por empresa eficiente: ¿quién es realmente usted? *Estudios Públicos*, 86.

Campos Alarcón, Leticia (2009). *El resurgimiento de la energía nuclear. ¿Una opción para el cambio climático y para los países emergentes?* México DF: Siglo XXI Editores.

Centro de Estudios Estratégicos de IPAE (2009). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2018.* Lima: IPAE.

Cepal, Olade & GTZ (2003). *Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe - Guía para la Formulación de Políticas Energéticas.* Santiago de Chile: Naciones Unidas.

Chao, Hung-po (1983). Peak Load Pricing and capacity planning with demand and supply uncertainty. *Bell Journal of Economics*, *14*(1), 179-190.

Chao, Hung-po & Hillard G. Huntington (eds.) (1998). *Designing Competitive Electricity Markets*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Chao, Hung-po & Robert Wilson (2002). *Design of Wholesale Electricity Markets.* The Electric Power Research Institute-EPRI. Mimeografeado.

Charún, Rafael y otros (1996). *La industria eléctrica en Chile. Aspectos económicos*. Washington DC: Programa de Postgrado en Economía. Ilades/ Georgetown University.

Church, Jeffrey & Roger Ware (2000). *Industrial Organization. A Strategic Approach.* Nueva York: Mc Graw Hill.

Chiang, Alpha & Kevin Wainwright (2006). *Fundamentals Methods of Mathematical Economics.* Cuarta edición. Nueva York: McGraw-Hill.

Coase, Ronald (1946). The Marginal Cost Controversy. *Economica*, 13, 169-182.

Coase, Ronald (1960). The problem of social cost. *Journal of Law and Economics*, 3, 1-44.

Collier, Peter & David Horowitz (1987). *Los Rockefeler. Una dinastía Americana.* Traducción de F. Martín. Barcelona: Tusquets Editores.

Coelli, Tim, Antonio Estache, Sergio Perelman & Lourdes Trujillo (2003). *Una Introducción a las Medidas de Eficiencia para Reguladores de Servicios Públicos y de Transporte.* Washington DC: Banco Mundial en coedición con Alfaomega Colombiana S. A.

Coloma, Germán (2002). *Apuntes de Organización Industrial* (mimeo).

Coloma, Germán (2005). Fusiones horizontales que reducen precios. *El Trimestre Económico*, 72, 31-53.

Comisión de Integración Energética Regional (CIER) (2003). *Marco Normativo de la Regulación del Negocio de Distribución*. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Montevideo: Secretaría Ejecutiva CIER.

Comisión de Integración Energética Regional (CIER) (2005). *Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España*. Serie: Documentos de Análisis y Discusión. Montevideo: Secretaría Ejecutiva CIER.

Comisión de Integración Energética Regional (CIER) (2006). *Integración Energética Regional.* Montevideo: CIER.

Comisión de Tarifas de Energía (CTE) (2000). *Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000*. Lima: Macroconsult.

Comnes, G.A., Steven Stoft, N. Greene & L.J. Hill (1995). *Performance-based Ratemaking for Electricity Utilities: A Review of Plans and Analysis of Economic and Resource - Planning Issues*. Vol. I. California: Lawrence Berkeley Laboratory.

Congreso de la República del Perú (1997). *Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley 26876).*

Congreso de la República del Perú (2006). *Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832).*

Congreso de la República del Perú (2009). *Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844) y sus modificaciones.*

Contreras, Javier (1997). «A cooperative game theory approach to transmission planning to power systems». Tesis doctoral en Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación. Universidad de California, Berkeley.

Cowling, Keith & Michael Waterson (1976). Price-Cost Margins and Market Structure. *Economica*, 43, 267-274.

Cramton, Peter & Jeffrey Lien (2000). *Value of Lost Load. Universidad de Maryland* (mimeo).

Crane Paul Associates (2000). The fundamentals of the energy industry. Curso organizado por The Petroleum Economist en Surrey, Reino Unido, del 14 al 17 de abril.

Crew, Michael & Paul Kleindorfer (1976). Peak Load Pricing with a Diverse Technology. *Bell Journal of Economics*, *7*(1), 207-231.

Dahl, Carol A. (2004). *International Energy Markets. Understanding Pricing, Policies and Profits*. Tulsa: PennWell Corporation.

Dammert, Alfredo, José Gallardo & Raúl García (2005). *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano*. Documento de trabajo 5. Lima: Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin.

Dammert, Alfredo, José Gallardo & Lennin Quiso (2005). *Problemática de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú*. Documento de trabajo 6. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Dammert, Alfredo; Raúl García & Raúl Pérez-Reyes (2006). *Análisis de las barreras y facilidades para la inversión en Centrales Hidroeléctricas*. Documento de trabajo 24. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Dammert, Alfredo, Raúl García & Lennin Quiso (2005). *Dinámica de la Inversión en Generación de Electricidad en el Perú* (mimeo).

Dammert, Alfredo, Raúl García & Arturo Vásquez (2006). *Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014.* Documento de trabajo 14. Lima: Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin.

Dammert, Alfredo & Fiorella Molinelli (2006). *¿Qué significa el Proyecto Camisea?* Documento de trabajo 23. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Dammert, Alfredo, Raúl García & Fiorella Molinelli (2010). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico.* Segunda Edición. Lima: Fondo Editorial de la PUCP.

Danitz Miller, Francisco Javier (2001). *Métodos de Asignación de peajes de los sistemas de transmisión eléctrica según el uso de la red.* Memoria para optar

el grado de ingeniero civil de Industrias con Mención en Electricidad. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.

DeAnne, Julius & Mashayekhi Afsaneh (1990). *The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy.* Oxford: Oxford University Press.

De la Cruz, Ricardo & Raúl García (2002). *Mecanismos de Competencia en Generación y su Impacto en la Eficiencia: El Caso Peruano*. Proyecto Breve 46. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).

De la Cruz, Ricardo & Raúl García (2003). *La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*. Proyecto Breve 108. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).

Demsetz, Harold (1968). Why Regulate Utilities? *Journal of Law and Economics,* 11, 55-65.

De Vany, A. & W. Walls (1995). *The Emerging New Order in Natural Gas-Market versus Regulation.* Westport: Quórum Books.

Dixit, Avinash & Robert Pindyck (1994). *Investment under Uncertainty*. Nueva Jersey: Princeton University Press.

Edwards, Brian (2003). *The Economics of Hydroelectric Power*. Cheltenham: Edward Elgar.

Einstein, Albert (1905). Does the Inertia of a Body Depend upon its Energy Content? (Ist die Trägheit eines Körpers von seinem Energieinhalt abhängig?). *Annalen der Physik*, 18, 639-641.

Energy and Minerals Field Institute (2010). *Coal mining methods.* Consulta 10 de diciembre de 2014. http://emfi.mines.edu/emfi2011/Coal%20Mining%20Methods%20-%20EMFI%20Summary.pdf

Escuela Superior de Administración de Negocios (ESAN) (2008). *Consultoría para determinar la complejidad y prospectiva del gas natural, estudio de escenarios-Informe final*. Realizada para Osinergmin. Lima: ESAN.

Espinoza, Luis Alberto (2000). *Camisea: Impacto en el Sector Energético*. Comisión de Tarifas de Energía (mimeo).

Espinoza, Luis Alberto (2005). *Principios económicos del sector de gas natural.* Gart Osinerg [diapositiva]. Consulta 2 de marzo de 2015. http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFH/PUBLICACIONES/PrincipiosEconomicosdelSectordeGasNatural.pdf

Egem S.A. (1996). *Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia*.

Fahrenkrog Borghero, Tomás (2004). «Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica». Tesis para optar al título de magíster en Economía Aplicada e Ingeniería Civil Electricista. Santiago de Chile: Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Industrial.

Farmer, J. Doyne & J. Trancik (2009). *Dynamics of technological development in the energy sector*. Nuevo México: Santa Fe Institute, The London Accord.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (1999). *Cost of Service Rates Manual*. Washington DC: FERC.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) (2003). *Seminar for Osinerg. Gas Restructuring* [diapositiva]. Washington DC: FERC.

Federico, Giulio, James Daniel & Benedict Bingham (2001). *Domestic Petroleum Price Smoothing in Developing and Transition Countries*. Working Paper WP/01/75, Washington DC: Fondo Monetario Internacional.

Ferguson, Charles (2007). *Nuclear Energy. Balancing Benefits and Risks.* Nueva York: Council on Foreign Relations.

Finon, Dominique (2003). *Incentivos para la inversión en las industrias eléctricas liberalizadas del Norte y el Sur: la necesidad de arreglos institucionales adecuados*. Documento elaborado para el Coloquio «Energía, Desarrollo y Reformas Estructurales». UNAM, México, 5 al 7 de noviembre.

Fischer, Ronald & Pablo Serra (2002). Energy prices in the presence of plant indivisibilities. *Energy Economics*, 25, 303-314.

Galetovic, Alexander (2003). *Integración vertical en el sector eléctrico: una guía para el usuario.* Documento de trabajo 158. Santiago: Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile.

Gallardo, José (1999). *Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación*. Documento de trabajo 144. Lima: Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológica (CISEPA).

Gallardo, José & Luis Bendezú (2005). *Evaluación del Fondo Social de Compensación Eléctrica-FOSE*. Documento de trabajo 7. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Gallardo, José & Luis Bendezú (2006). *Análisis Econométrico de la Demanda de Electricidad en Hogares Peruanos*. Documento de trabajo 16. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Gallardo, José & Santiago Dávila (2003). *Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El Caso Peruano*. Documento de trabajo 2. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Gallardo, José, Luis Bendezú & Javier Coronado (2004). *Estimación de la Demanda Agregada de Electricidad.* Documento de trabajo 4. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Gallardo, José, Raúl García & Raúl Pérez-Reyes (2005). *Determinantes de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano*. Documento de trabajo 3. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Gallardo, José, Raúl García & José Távara (2005). *Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico Peruano: Análisis de la Inversión en Generación*. Proyecto de Investigación Mediano. Lima: Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES).

Gallardo, José & Arturo Vásquez (2006). *Sistemas de Supervisión y Esquemas de Sanciones para el Sector Hidrocarburos*. Documento de trabajo 10. Lima: Oficina de Estudios Económicos - Osinergmin.

García, Raúl (2006). ¿Por qué no firman contratos los generadores con las distribuidoras de electricidad? *Revista Peruana de Derecho de la Empresa*, 62.

García, Raúl (2008). «Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad». Tesis para optar el título de magíster en Regulación de Servicios Públicos. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú.

García, Raúl & Arturo Vásquez (2004). *La Industria de Gas Natural en el Perú*. Documento de trabajo 1. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

García, Raúl & Raúl Pérez-Reyes (2005). *El Costo de Capital en Industrias Reguladas: Una aplicación a la Distribución de Electricidad en el Perú*. Documento de trabajo 19. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

García, Raúl & Raúl Pérez-Reyes (2006). *Condiciones de Competencia en el Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin (mimeo).

García, Raúl & Raúl Pérez-Reyes (2012). *Modelos de oligopolios de productos homogéneos y viabilidad de acuerdos horizontales*. Documentos de trabajo 336. Lima: Departamento de Economía-Pontificia Universidad Católica del Perú.

García, Raúl, Tatiana Nario & Raúl Pérez-Reyes (2011). *Valorización de las Externalidades y Recomposición del Parque Óptimo de Generación Eléctrica.* Documento de trabajo 19. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Gary, J. & G.E. Handwerk (2003). *Refino de petróleo.* Barcelona: Reverté.

Gibbons, Robert (1997). *Un Primer Curso de Teoría de Juegos*. Barcelona: Antoni Bosch.

Gilbert, Richard & Edward Kahn (1996). *International Comparison of Electricity Regulation*. Cambridge: Cambridge University Press.

Gómez-Ibáñez, José (2003). *Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion.* Cambridge: Harvard University Press.

Goodman, Leonard S. (1998). *The Process of Ratemaking*. Virginia: Public Utilities Reports.

Green, Richard (1998). *Electricity Transmission Pricing: How much does it cost to get it wrong?* Documento de trabajo PWP-058. California: University of California Energy Institute.

Green, Richard (1999). The Electricity Contract Market in England and Wales. *The Journal of Industrial Economics*, *47*(1), 107-124.

Green, Richard (2000). Competition in Generation: The Economic Foundations. *Proceedings of the IEEE*, *88*(2), 128-139.

Green, Richard & David Newbery (1992). Competition in the British Electricity Spot Market. *The Journal of Political Economy*, *100*(5), 929-953.

Griffin, M. James & Steven L. Puller (eds.) (2005). *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*. Chicago: University of Chicago Press.

Guadagni, Alieto A. (1965). El marginalismo y la política de precios de las empresas nacionalizadas en Francia: El Caso de Electricité de France. *Desarrollo Económico*, *4*(16).

Hannesson, R. (1998). *Petroleum Economics. Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production.* Londres: Quorum Books Pub.

Head, Chris (2000). *Financing of private hydropower projects.* World Bank discussion paper 420. Washington DC: Banco Mundial.

Hirsh, Richard (1999). *Power Loss. The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*. Massachusetts: The MIT Press.

Hogan, William (1992). *Contract Networks for electric power transmission: Technical Reference*. Massachusetts: Harvard University.

Hogan, William (1996). *Markets in Real Electric Networks require Reactive Prices.* En Einhorn y Siddiqi, *Electricity Transmission Pricing and Technology*. Londres: Kluwer Academic Publishers.

Hogan, William (2004). *Electricity Transmission Investment: Theory and Practice*. Infocast Conference Transmission Summit 2004. Washington, DC.

Hotelling, Harold (1931). The Economics of Exhaustible Resources. *Journal of Political Economy*, 39, 137-175.

Hsu, Michael (1997). An introduction to the pricing of electric power transmission. *Utilities Policy*, *6*(3), 257-270.

Hubbert, M. King (1956). *Nuclear Energy and the Fossil Fuels*. Ponencia presentada en The Spring Meeting of the Southern District, American Petroleum Institute, San Antonio, Texas, marzo 7-9.

Hunt, Sally (2002). *Making Competition Work in Electricity*. Nueva York: John Wiley & Sons.

Hunt, Sally & Graham Shuttleworth (1996). *Competition and Choice in Electricity*. Nueva York: John Wiley & Sons.

Indra (2012). Servicio de Consultoría Internacional para el Diagnóstico e Implementación de Redes Eléctricas Inteligentes en el Perú. Realizada para OSINERGMIN.

International Atomic Energy Agency (IAEA) (2013). *Nuclear Power Reactors in the World.* Viena: IAEA.

International Atomic Energy Agency (IAEA) & OECD Nuclear Energy Agency (NEA) (2012). *Uranium 2011: Resources, production and demand.* París: OECD Secretary-General.

International Energy Agency (IEA) (2007). *Tracking industrial energy efficiency and CO_2 emissions.* París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2008). *Worldwide trends in energy use and efficiency. Key Insights from IEA Indicator Analysis.* París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2009). *Moving Toward Sustainability*. París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2010a). *Energy Technology Perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050*. París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2010b). *Energy Poverty: How to make modern energy access universal?* París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2011). *Energy for all: Financing access for the poor*. Special early excerpt of the World Energy Outlook 2011. París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2012a). *Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System.* París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2012b). *Coal Information 2012.* París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2013a). *Key World Energy Statistics 2013.* París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2013b). *World energy Outlook 2013*. París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2014). *Energy Technology Perspectives 2014. Harnessing Electricity's Potential*. París: IEA.

International Energy Agency (IEA) (2015a). *World energy Outlook 2015*. París: IEA .

International Journal on Hydropower & Dams (2009). Hydropower & Dams, World Atlas 2009. I*nternational Journal on Hydropower & Dams*.

Isbell, Paul (2007). *Geopolítica de la energía como un recurso mundial: El nuevo escenario energético y sus implicaciones geopolíticas.* Madrid: Real Instituto Alcano.

Jones D.R. (1992). Some Basic Concepts. En Steinmetz R (ed.), *The Business of Petroleum Exploration*. Tulsa: Asociación Americana de Geólogos Petroleros.

Joskow, Paul (1976). Contributions to the theory of Marginal Cost Pricing. *Bell Journal of economics*, *7*(1), 197-206.

Joskow, Paul (1999). *Introduciendo la competencia en las industrias de redes reguladas. De las jerarquías a los mercados en el sector electricidad*. Documento de trabajo 173. Lima: Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológica (CISEPA).

Joskow, Paul (2000). *Why do we need electricity retailers? Or, can you get it cheaper wholesale?* Borrador de discusión revisado. Massachusetts: Center for Energy and Environmental Policy Research, Massachusetts Institute of Technology.

Joskow, Paul (2001). California's Electricity Crisis. *Oxford Review of Economic Policy*, *17*(3).

Joskow, Paul (2003). *The Blackout* (mimeo).

Joskow, Paul (2005). *The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the United States.* En Griffin y Puller (eds.). *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*. Chicago: University of Chicago Press.

Joskow, Paul & Edward Kahn (2002). A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market during Summer 2000. *The Energy Journal*, *23*(4), 1-35.

Joskow, Paul & Richard Schmalensee (1983). *Markets for Power. An Analysis of Electrical Utility Desregulation*. Massachusetts: The MIT Press.

Joskow, Paul & Richard Schmalensee (1999). *Regulación por incentivos para las empresas de servicios eléctricos*. Documento de trabajo 174. Lima: Centro de Investigaciones Sociológicas, Económicas, Políticas y Antropológica (CISEPA).

Joskow, Paul & Jean Tirole (2000). Transmission rights and market power on electric power networks. RAND. *Journal of Economics*, *31*(3), 450-487.

Joskow, Paul & Jean Tirole (2005). Merchant Transmission Investment. *The Journal of Industrial Economics 0022-1821*, *LIII*(2).

Kahn, Alfred (1988). *The Economics of Regulation Principles and Institutions*. Massachusetts: MIT Press.

Kerr, G L. (1919). *Elementary coal mining*. Londres: Charles Griffin & Co.

Kirschen, Daniel, Allan Ron & Goran Strbac (1997). Contributions of Individual Generators to Load and Flows. Documento 96 WN 173-175 PWRS. *IEEE Transactions of Power Systems*, *12*(1).

Kirschen, Daniel & Goran Strbac (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. Nueva York: John Wiley & Sons Ltd.

Laffont, Jean-Jacques (1996). The French Electricity Industry. En Gilbert y Kahn, *International Comparison of Electricity Regulation* (cap. 10). Cambridge: Cambridge University Press.

Laffont, Jean-Jacques & Jean Tirole (1986). Using Cost Observations to Regulate Firms. *Journal of Political Economy*, *94*(3).

Laffont, Jean-Jacques & Jean Tirole (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Massachusetts: MIT Press.

Lancaster, Kelvin (1968). *Mathematical Economics*. Nueva York: Dover Publications, Inc.

Lasheras, Miguel Ángel (1999). *La regulación económica de los servicios públicos*. Barcelona: Ariel Economía.

LECG (2003). *California's Electricity Markets: Structure, Crisis and Needed Reform* (mimeo).

Leibenstein, Harvey (1966). Allocative Efficiency vs. 'x-efficiency'. *American Economic Review*, *56*(3), 392-415.

Lesser, Jonathan & Leonardo Giacchino (2007). *Fundamentals of Energy Regulation*. Virginia: Public Utilities Report, Inc.

Léveque, François (ed.) (2003). *Transport Pricing of Electricity Networks*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

Levy, Brain & Pablo Spiller (1996). A Framework for Resolving the Regulatory Problem. En: Levy y Spiller (eds.), *Regulations, Institutions and, Commitments*. Cambridge: Cambridge University Press.

Littlechild, Stephen (2000). *Why we need electricity retailers: A reply to Joskow on wholesale spot price pass-through* (mimeo).

Lozano, Manuel (2009). *Nucleares ¿Por qué no?* Barcelona: Debate.

Lluch, José (2008). *Tecnología y margen de refino del petróleo.* Madrid: Díaz de Santos.

Martin, Stephen (2002). *Advanced Industrial Economics*. Segunda edición. Massachusetts: Blackwell.

Mas-Collel, Andreu, Michael Whinston & Jerry Green (1995). *Microeconomic Theory*. Nueva York: Oxford University Press.

McGuire, Bart (1997). *Optimal power flow, node prices, and transmission tolls in a number of instructive examples.* PWP-050. California: University of California Energy Institute.

McVean J. (2000). *Monte Carlo: An Alternative Approach to Efficient Frontier.* http://www.merak.com/news/documents/ef-0399.html

Millán, Jaime (2003). *Comments on Frank Wolak's Paper*: «*Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for LAC Countries*». Banco Interamericano de Desarrollo. Presentación realizada en The First Meeting of the Latin American Competition Forum, París.

Millán, Jaime (2006). *Entre el Estado y el Mercado: Tres Décadas de reforma del Sector Eléctrico en América Latina*. Washington DC: Banco Interamericano de Desarrollo.

Ministerio de Energía y Minas (1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos- NTCSE (D.S. 020-97-EM).

Ministerio de Energía y Minas (2007). Decreto Supremo N° 027-2007-EM. Reglamento de Transmisión y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Ministerio de Energía y Minas (2010). Balance Nacional de Energía.

Motta, Massimo (2004). *Competition Policy: Theory and Practice*. Primera edición. Cambridge: Cambridge University Press.

Munasinghe, Mohan (1981). Optimal electricity supply: Reliability, pricing and system planning. *Energy Economics*, *3*(3), 140-152.

Munasinghe, Mohan & Mark Gellerson (1979). Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability. *The Bell Journal of Economics*, *10*(1), 353-365.

Munasinghe, Mohan & Jeremy Warford (1982). *Electricity Pricing. Theory and Case Studies*. Washington DC: World Bank. The Johns Hopkins University Press.

Murphy, Fred & Yves Smeers (2005). Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets. *Operations Research*, *53*(4).

Nemet, G.F. (2006). Learning Curves and the Sources of Cost Reductions in Photovoltaics. *Energy Policy*, 34, 3218, 3232.

NERC (1996). *Glossary of Terms*. Report prepared by the Glossary of Terms Task Force. Nueva Jersey: Princeton.

Newbery, David (1986). CEPR Discussion Papers 109. Londres: Centre for Economic Policy Research.

Newbery, David (1998). Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market. *RAND Journal of Economics*, *29*(4), 726-749.

Newbery, David (1999). *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*. The Walras-Pareto Lectures. Massachusetts: The MIT Press.

Newbery, David (2002). *England's experience with NETA.* Presentación realizada en el seminario «International Experience with Energy Liberalization: Lessons for Europe», Oviedo, España, 5 de julio de 2002.

Newbery, David & Michael Pollitt (1997). *The Journal of Industrial Economics*, *45*(3), 269-303.

Newendorp, Paul & John Schuyler (1996). *Decision Analysis for Petroleum Exploration.* Tulsa: PennWell Publishing Company.

OECD-IEA (1998). *Projected Costs of Generating Electricity*. París: OECD-IEA.

Oren, Shmuel (2005). Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets. En Griffin y Puller (eds.), *Electricity Deregulation: Choices and Challenges* (cap. 10). Chicago: University of Chicago Press.

Oren, Shmuel S., Stephen Smith & Robert B. Wilson (1985). Capacity Pricing. *Econometrica*, *53*(3), 545-567.

Oren, Shmuel, Pablo Spiller, Pravin Varaiya & Felix Wu (1995). Nodal Prices and Transmission Rights: A Critical Appraisal. *The Electricity Journal*, *8*(3), 24-35.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (1993). *Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo Nº 009-93-EM) y sus modificaciones.*

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2007). «Análisis Prospectivo de la Inversión en Capacidad de Generación Eléctrica y Demanda de Gas Natural (2007-2015)». Elaborado por la Oficina de Estudios Económicos y Oficina de Planeamiento y Control de Gestión.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2008a). *Apuntes para el Plan Energético Nacional. Electricidad e Hidrocarburos.* Lima: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2008b). Los *precios de los Combustibles Líquidos y el Fondo de Estabilización de Precios. Periodo 2003-2008.* Lima: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2008c). *Regulación del Gas Natural en el Perú. Estado de Arte al 2008.* Lima: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

Organización de las Naciones Unidas (ONU) (2010). *Energy for a sustainable future. Summary report and recommendations.* The Secretary-General's Advisory Group on Energy and Climate Change (AGECC).

Oyanguren, Fernando (2007). «El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico peruano». Tesis para optar el grado de magíster en Economía. Lima: Escuela de Graduados-Pontificia Universidad Católica del Perú.

Panzar, John (1989). Technological Determinants of Firm and Industry Structure. En Schmalensee y Willig (eds.), *Handbook of Industrial Organization* (vol. I, cap. 1.). Ámsterdam: North Holland.

Parkin, Michael (2001). *Microeconomía. Versión para Latinoamérica*. Quinta edición. Ciudad de México: Pearson Educación.

Peirce, William (1996). *Economics of the energy industries*. Segunda Edición. California: Praeger.

Perdiguero, Jordi & Joan-Ramón Borrell (2012). *Driving competition in local gasolina markets*. Documento de trabajo XREAP2012-04. Disponible en https://ssrn.com/abstract=2029890

Pereira, Mario (1999). *Transporte de Electricidad. Sistemas Eléctricos Interconectados*. Sesiones 6 (Señales Dirigidas a la Operación y localización de los agentes) y 7 (Inversión). Santiago de Chile, 16-19 de noviembre.

Pereira, Mario (2004). *La Reforma del Sector Eléctrico de Brasil*. Lima: Power System Research.

Pereira, Mario & Luiz Barroso (2005). *El modelo de licitaciones en Brasil*. Seminario Internacional Licitaciones en Mercados Eléctricos, Santiago, noviembre.

Pereira, Mario, Nora Campodónico & Rafael Kelman (1998). *Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models*, EPSOM'98, Zúrich, 23 al 25 de setiembre.

Pereira, Mario & Rafael Kelman (1998). *Application of Economic Theory in Power System Analysis*. 6th SEPOPE, Brasil.

Pereira, Mario, Michael McCoy & Hyde Merryl (2001). *Managing Risk in The New Power Business*. Oslo: Merryl Energy LLC.

Pérez Arriaga, José Ignacio, Francisco Javier Rubio Odériz, Juan Felipe Puerta Gutiérrez, José Arcéluz Ogando & Javier Marín Pérez (1995). Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery. *IEEE Transactions on Power Systems*, *10*(1), 546-553.

Pérez Arriaga, José Ignacio, Carlos Vásquez & Michel Rivier (2001). A market approach to long term of supply. *IEEE Transaction on Power Systems*, *17*(2), 349-357.

Pérez-Reyes, Raúl (2006). *Introducción a la Regulación de las Tarifas de Servicios Públicos*. Documento de trabajo 22. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Philip Daniel, Michael Keen & Charles McPherson (2010). *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice.* Londres y Nueva York: Routledge Taylor & Francis Group.

Pindyck, Robert S., & Daniel L. Rubinfeld (2001). *Microeconomía*. Quinta edición. Madrid: Pearson Educación.

Pineau, Pierre-Olivier & Paulí Murto (2002). An oligopolistic Investment Model of Finish Electricity Market. *Annals of Investigation Research*, 121, 123-148.

Polinsky, A. Mitchell & Steven Shavell (2000). The Economic Theory of Public Enforcement of Law. *Journal of Economic Literature*, 38, 45-76.

Pollitt, Michael (1995). *Ownership and performance in electric utilities. The International Evidence on Privatization and Efficiency.* Oxford: Oxford University Press.

Rifkin, J. (2007). *La Economía del Hidrógeno.* Barcelona: Bolsillo Paidós.

Rijkeboer, R., P. Hendriksen, B. Hollens B & J. van der Weide (1994). *Potential impact of our different car fuels on the Dutch environment.* Baltimore: TNO Road-Vehicules Research Institute.

Rivier Abbad, J. (1999). «Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones». Tesis doctoral. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas.

Romero, Carlos Adrián (2003). *Inversiones en transmisión en alta tensión en la Argentina.* Universidad Argentina de la Empresa, Centro de Estudios Económicos de la Regulación.

Roques, Fabien, David Newbery & William Nuttall (2004). *Generation Adequacy and Investment Incentives in Britain: From Pool to NETA*. CMI Documento de trabajo 58. Cambridge: University of Cambridge, Department of Applied Economics.

Ross, James (2011). Petroleum Resources Definitions, Classification, and Categorization Guidelines. En Society of Petroleum Engineers, *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System.* s/l: s/e. pp. 7-22. Consultado el 12 de mayo de 2015. http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

Rothwell, Geoffrey & Tomás Gómez (2003). *Electricity Economics. Regulation and Deregulation*. Nueva York: IEEE-Wiley Interscience.

Rubio Odériz, Francisco Javier (1999). «Metodología de asignación de costos de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia». Tesis doctoral. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Comillas.

Rubio Odériz, Francisco Javier & José Ignacio Pérez Arriaga (1999). *Estudio teórico de la remuneración marginalista en la red de transporte*. Actas de la Sexta Jornada Luso-Española de Energía Eléctrica. Vol. 3, pp. 65-72, Lisboa.

Rudnick, Hugh (1999). *Expansión de los sistemas de transmisión en mercados competitivos de generación*. Primera Reunión Internacional G & T CIER, Bogotá.

Rudnick, Hugh & Jorge A. Donoso (2000). Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, *15*(4).

Rudnick, Hugh, Sebastián Mocárquer y Franko Soré (2003). *Distribución de pagos de sistemas de transmisión entre generación y demanda*: *la experiencia internacional*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, Facultad de Ingeniería.

Ruff, Larry (1999a). *Competitive Electricity Markets: Why they are working and how to improve them*. NERA.

Ruff, Larry (1999b). *Capacity Payments, Stranded Costs and Security of Supply*. Taller sobre Garantía de Suministro en el Largo Plazo realizado por la Comisión Nacional de la Energía. Madrid, 7 de junio.

Ruff, Larry (2002). *Economic Principles of Demand Response in Electricity*. Preparado para el Edison Electric Institute. Washington DC: Edison Electric Institute.

Ruff, Larry (2003). *Transmission Pricing & Investment: International Theory and Practice*. Seminario realizado para el COES, Lima.

Ruiz, Gonzalo (2001). *Y a usted… ¿le sobre la plata? Determinantes de los Precios Minoristas en el Mercado de Gasolina, en Lima Metropolitana.* Documento de trabajo 206. Lima: CISEPA - PUCP.

Ruiz-Caro, Ariela (2001). *El papel de la OPEP en el Mercado Petrolero Internacional*. Santiago de Chile: CEPAL-Naciones Unidas.

Salanié, Bernard (2000). *Microeconomics of Market Failures*. Cambridge: The MIT Press.

Santiváñez Seminario, Roberto (2001). *Desregulación y Privatización Eléctrica en el Perú. Una propuesta para reimpulsar la reforma*. Lima: Muñiz, Ramírez, Pérez-Taiman & Luna-Victoria Abogados.

Scherer, F. M. (1996). *Industry Structure, Strategy, and Public Policy.* Nueva York: Harper Collins.

Schmalensee, R. (2012). Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy. *Review of Environmental Economics and Policy*, *6*(1).

Schweppe, Fred C., Michael Caramanis, Richard Tabors & Roger Bohn (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Massachusetts: Kluwer Academic Publishers.

Shahidehpour, Mohammad, Hatim Yamin & Zuyi Li (2002). *Market Operations in Electric Power Systems*. Nueva York: Wiley-IEEE Press. John Wiley and Sons.

Shapiro, Carl (1982). *Bell Journal of Economics*, *13*(1), 20-35.

Shapiro, Carl (1989). *Theories of Oligopoly Behavior*. En Schmalensee y Willig (eds.), *Handbook of Industrial Organization* (vol. I, cap. 6). Ámsterdam: North Holland.

Shell (2003). *Scenarios: an explorer's guide.* Rijswijk: Shell International.

Shleifer, Andrei (1985). A Theory of Yardstick Competition. *The RAND Journal of Economics*, *16*(3).

Smeers, Yves (1997). Computable equilibrium models and the restructuring of the European electricity and gas markets. *The Energy Journal*, *18*(4), 1-32.

Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG) (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*.

Spence, Michael (1975). Monopoly, Quality and Regulation. *The Bell Journal of Economics*, *6*(2), 417-429.

Spiller, Pablo & Luis Viana Martorell (1996). *How should it be done? Electricity regulation in Argentina, Brazil, Uruguay y Chile.* En Gilbert y Kahn, *International Comparison of Electricity Regulation* (cap. 3). Cambridge: Cambridge University Press.

Spiller, Pablo, Schmuel Oren, Manuel Abdalá & Gonzalo Tamayo (2004). *Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Generación.* Informe de Consultoría elaborado para Osinergmin.

Steiner, Peter O. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. *Quarterly Journal of Economics*, 71, 585-610.

Stigler, George (1971). The Theory of Economic Regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, *2*(1), 3-21.

Stoft, Steven (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Nueva York: Wiley-IEEE Press.

Stoft, Steven, Timothy Belden, Charles Goldman & Steven Pickle (1998). *Primer on electricity futures and other derivatives*. California: Environmental Energy Technologies Division Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

Sun, J. W. (1998). Changes in energy consumption and energy intensity: a complete decomposition model. *Energy Econ*, *20*(1), 85-100

Sydsaeter, Knut (2012). *Matemáticas para el análisis económico*. Segunda Edición. Madrid: Pearson Educación.

Tamayo, Roberto (2013). *Política Energética del Perú 2013 al 2040.* Presentación en la Tercera Expo Energía. Lima: Ministerio de Energía y Minas, Viceministerio de Energía, Dirección General de Electricidad.

Tamayo, Jesús, Arturo Vásquez, Julio Salvador & Raúl García (eds.) (2014). *La industria del gas natural en el Perú: a diez años del proyecto Camisea.* Primera edición. Lima: Osinergmin.

Tamayo, Gonzalo, Roxana Barrantes, José Távara & Verónica Zavala (2000). *Determinantes de los Arreglos Contractuales en la Participación Privada en Infraestructura: El Caso Peruano*. Research Network Working Paper #R-390. Washington DC: Banco Interamericano de Desarrollo.

The Millennium Project (2006). The 2006 State of the Future. Equipo liderado por Jerome C. Glenn y Theodore J. Gordon.

The Royal Academy of Engineering (2004). *The Costs of Generating Electricity*. *A study carried out by PB Power for The Royal Academy of Engineering*. Londres: The Royal Academy of Engineering.

Thompson, Steven K. (2002). *Sampling*. Nueva York: Wiley & Sons Inc.

Tirole, Jean (1989). *The Theory of Industrial Organization*. Cambridge: The MIT Press.

Turvey, Ralph (1963). On Investment Choices in Electricity Generation. *Oxford Economic Papers*, *5*(3), 278-286.

Turvey Ralph & Dennis Anderson (1977). *Electricity Economics: Essays and Case Studies*. Washington DC: The World Bank & The Johns Hopkins University Press.

United Nations Environment Programme (UNEP) (2006). *Energy Efficiency Guide for Industry in Asia*. París: UNEP.

United Nations University (2006). *Millenium Project, 2020 Global Energy Scenarios Delphi*. Washington DC: UNU.

Urbiztondo, Santiago (2000). *La Regulación de la Calidad en el Servicio Eléctrico*: *Una Evaluación en Base a Principios Teóricos y la Experiencia Internacional*. Córdoba: Asociación Argentina de Economía Política.

U.S. Canada Power System Outage Task Force (2004). *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*. U.S. Canada Power System Outage Task Force.

U.S. Department of Energy (DOE) (2003). *Report to Congress: Impacts of the Federal Energy Regulatory Commission's Proposal for Standard Market Design*. Washington DC: DOE.

U.S. Department of Energy (DOE) (2013). *Fossil Energy Study Guide: Oil*. Washington DC: DOE.

U.S. Energy Information Administration (U.S. EIA) (2013). *International Energy Outlook 2013.* Washington DC: U.S. EIA.

Varian, Hal (1998). *Microeconomía intermedia.* Cuarta edición. Barcelona: Antoni Bosch.

Varner, Carlton & Thomas Nevins (2003). *California Antitrust & Unfair Competition Law*. 3ª edición. Los Ángeles: Sheppard, Mullin, Richter & Hampton LLP .

Van de Panne, Cornelis (1992). The Organization of Interaction between Oil Refineries. *The Journal of The Operational Research*, *43*(12), 1159-1171.

Vásquez, Arturo (2005). *La Organización Industrial del Sector Hidrocarburos: Segmento Upstream*. Documento de trabajo 8. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Vásquez, Arturo (2006). *Sistemas de Sanciones por Daños Ambientales para la Fiscalización de la Industria de Hidrocarburos en el Perú*. Documento de trabajo 20. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Vásquez, A., R. García, E. Quintanilla, J. Salvador & D. Orosco (2012). *Acceso a la Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*. Documento de trabajo 29. Lima: Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin.

Villar Suárez, Jorge Antonio (2002). «Simulador de un Mercado Hidrotérmico utilizando Teoría de Juegos». Tesis para optar el título de magíster en Ciencias de la Ingeniería. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.

Viscusi, W. Kip, Joseph E. Harrington & John M. Vernon (1996). *Economics of Regulation and Antitrust*. Massachusetts: MIT Press.

Vives, Xavier (2001). *Precios y Oligopolio: Ideas Clásicas y Herramientas Modernas*. Madrid: Antoni Bosch Editor.

Von Der Fehr, Nils-Henrik & David Harbord (1997). Memorando 27/1997. Oslo: Departamento de Economía, Universidad de Oslo.

Ward C. R. (ed.) (1984). *Coal Geology and Coal Technology.* Melbourne: Blackwell Scientific Publications.

Weare, Christopher (2003). *The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options*. San Francisco: Public Policy Institute of California.

Wenders, John T. (1976). Peak Load Pricing in the electric Utility Industry. *Bell Journal of Economics*, *7*(1), 234-241.

Williamson, Oliver E. (1966). Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints. *The American Economic Review*, *56*(4), 810-827.

Williamson, Oliver E. (1968). Economies as an Antitrust Defense: The Welfare Tradeoffs. *The American Economic Review*, *58*(1), 18-36.

Williamson, Oliver E. (1989). *Las instituciones económicas del capitalismo*. México DF: Fondo de Cultura Económica.

Wilson, Robert (1999). *Short Course on Nonlinear Pricing* (mimeo).

Wilson, Robert (2002). Architecture of Power Markets. *Econometrica*, *70*(4), 1299-1340.

Winston, Wayne L. (2004). *Operations Research. Applications and Algorithms*. Cuarta edición. California: Thomson Brooks/Cole.

Wiser, Ryan, Steven Pickle & Afzal Siddiqui (2003). *The California Power Sector.* En Rothwell y Gómez, *Electricity Economics. Regulation and Deregulation* (cap. 6). Nueva York: Wiley-IEEE Press.

Wolak, Frank A. (2005). *Lessons from the California Electricity Crisis.* En Griffin y Puller (eds.), *Electricity Deregulation: Choices and Challenges* (cap. 3). Chicago: University of Chicago Press.

Wolfram, Catherine D. (1999). Measuring Duopoly Power in British Electricity Spot Market. *The American Economic Review*, *89*(4), 806-826.

Wood, Allen J. & Bruce F. Wollenberg (1996). *Power Generation, Operation, and Control*. Segunda edición. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc.

Wood MacKenzie (2003). *Global Upstream Performance Review 2003*.

World Bank (2000). *Financing of Private Hydropower Projects.* Discussion paper 420, julio. Washington DC: World Bank.

Wright, T.P. (1936). Factors Affecting the Costs of Airplanes. *Journal of Aeronautical. Sciences*, 10, 302-328.

Wyoming Coal Information Committee (1997). *A concise guide to Wyoming Coal.* Wyoming: WCIC.

Yergin, Daniel (1991). *La Historia del Petróleo.* Javier Vergara editor (1992). Barcelona: Plaza & Janés.

Yergin, Daniel (2011). *The Quest.* Nueva York: The Penguin Press.

Zhou, Sam (2003). *Comparison of Market Design. Market Oversight Division Report*. Public Utility Commission of Texas.

Se terminó de imprimir en
los talleres gráficos de
Tarea Asociación Gráfica Educativa
Psje. María Auxiliadora 156, Breña
Correo e.: tareagrafica@tareagrafica.com
Teléfono: 332-3229 Fax: 424-1582
Se utilizaron caracteres
Adobe Garamond Pro en 11 puntos
para el cuerpo del texto
noviembre 2017 Lima - Perú

Otras publicaciones del Fondo Editorial PUCP

Cadena de suministro y logística
Adolfo Joseph Carreño Solis

Diseño de estructuras de concreto armado
Teodoro E. Harmsen

La utopía republicana
Ideales y realidades en la formación de la cultura política peruana (1871-1919)
Carmen Mc Evoy

La ilusión de un país distinto
Cambiar el Perú: de una generación a otra
Luis Pásara

Los doce apóstoles de la economía peruana
Una mirada social a los grupos de poder limeños y provincianos
Francisco Durand

Perú: elecciones 2016
Un país dividido y un resultado inesperado
Fernando Tuesta Soldevilla (ed.)

Principios de macroeconomía:
un enfoque de sentido común
Iván Rivera

Análisis de equilibrio general
Modelos y aplicaciones para países en desarrollo
Mario D. Tello

Economía de la energía es una obra esencial para profesionales y estudiantes universitarios interesados en conocer el funcionamiento del sector energético.

El libro ofrece una visión amplia y documentada sobre los diferentes usos de la energía en consumo doméstico y comercial, transporte y sectores productivos. Igualmente, analiza la estructura y evolución de las diversas fuentes de energía, como petróleo y gas natural, carbón, energía hidroeléctrica, energía nuclear y energías renovables. Presenta también algunas nuevas tendencias, escenarios de prospectiva y el análisis de medidas de política energética.

FONDO EDITORIAL
PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

ISBN 978-612-317-305-0